

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DOCENCIA ECONÓMICAS, A.C.



Esquemas de inversión privada en la nueva arquitectura del sector petrolero en  
México

**TESINA**

PRESENTA

**OSCAR EDUARDO FENTANES TELLEZ**

DIRECTOR DE LA TESINA

**DR. VÍCTOR GERARDO CARREÓN RODRÍGUEZ**

MEXICO, D.F. JUNIO 2014

## Contenido

<b>Agradecimientos.....</b>	<b>3</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>2. REVISIÓN DE LA LITERATURA .....</b>	<b>8</b>
2.1 Enfoque histórico, político y jurídico.....	8
2.2 Enfoque económico-matemático.....	10
<b>3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR PETROLERO EN MÉXICO .....</b>	<b>12</b>
3.1 Marco regulatorio.....	12
3.2 Reservas y producción .....	13
3.3 Comparación internacional .....	17
3.4 Reformas .....	18
3.4.1 Discusión inicial y reforma constitucional.....	18
3.5 Agencias reguladoras .....	21
3.6 Participación privada en otros países .....	22
<b>4. MARCOS CONTRACTUALES EN EL SECTOR PETROLERO.....</b>	<b>25</b>
<b>5. MODELO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>27</b>
5.1 Modelo con intervención del sector privado .....	27
5.2 Modelo en autarquía (A) .....	35
5.3 Comparación de los distintos contratos.....	36
5.3.1 Cambios en los parámetros .....	36
5.3.2 Análisis de los contratos en términos de bienestar.....	39
5.5 Ronda Cero.....	45
<b>6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO .....</b>	<b>49</b>

## **Agradecimientos**

En primer lugar agradezco a mi madre, Rosa María, que con su amor y atención ha sido un apoyo en todos los sentidos a lo largo de mi vida. A Viridiana cuya invaluable compañía y cariño han representado una motivación continua para seguir adelante.

Agradezco enormemente al CIDE por darme la oportunidad de dar un paso más en mi preparación académica y al CONACYT por hacer posible la materialización del mismo. También a mis compañeros y maestros que me acompañaron en esta experiencia. Agradezco especialmente mi asesor Víctor Carreón y lector Juan Rosellón por su oportuna asesoría y valiosos comentarios que permitieron la realización de esta tesina.

Finalmente, agradezco a Santiago y Martín la increíble amistad que me brindaron a lo largo de estos dos años y al resto de mi familia que siempre estuvo atenta a mi progreso como persona y estudiante.

Oscar Fentanes.

## Abreviaciones

CARA: *Constant Absolute Risk Aversion*  
CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos  
CPEUM: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos  
CRE: Comisión Reguladora de Energía  
ICI: Índice de Competitividad Internacional  
LPM: Ley de Petróleos Mexicanos  
Mb(d): Miles de barriles (diarios)  
mb(d): Millones de barriles (diarios)  
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo  
PAN: Partido Acción Nacional  
Pemex: Petróleos Mexicanos  
Petrobras: Petróleo Brasileiro S.A.  
PRD: Partido de la Revolución Democrática  
SENER: Secretaría de Energía  
SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público

## Definiciones

$c(t)$ : Consumo en periodo  $t$   
 $R(t)$ : Tasa de extracción en  $t$   
 $X(t)$ : Nivel de reservas en  $t$   
 $u(t)$ : Nivel de utilidad en  $t$  (o nivel de bienestar de la economía en  $t$ )  
 $P(t)$ : Precio (estocástico) del petróleo  
 $\beta$ : Probabilidad de recuperar reservas probables (o proporción recuperable)  
 $M$ : Remuneración por contrato de servicios  
 $\delta$ : Porcentaje de producción compartida  
 $\alpha$ : Porcentaje de utilidad compartida  
 $K$ : Costos de la empresa privada  
 $\bar{K}$ : Costos de la empresa para estatal

## *Resumen*

El debate sobre la apertura del sector hidrocarburos en México ha sido un tema muy sensible para el país debido a la histórica aversión a la intervención privada, en particular extranjera, desde su expropiación en 1938. Las reformas constitucionales de 2013 abren la puerta a la posibilidad de tener inversión privada en los sectores exploración y extracción. Tomando como base el modelo clásico de extracción de recursos agotables (Hotelling, 1931), se determinan las condiciones bajo las cuales la intervención del sector privado en la industria petrolera nacional resulta conveniente. Además se determinan las tasas óptimas de extracción y el horizonte de planeación resultante bajo cada contrato previsto por la constitución. Finalmente, se encuentra que la intervención privada puede ser benéfica para el país si se cumplen ciertas condiciones sobre la negociación de los contratos, la eficiencia de las empresas privadas y la capacidad regulatoria del estado.

## 1. INTRODUCCIÓN

El sector de hidrocarburos ha sido de suma importancia histórica y económica para México. Actualmente, representa alrededor de 30% de los ingresos fiscales del país. De acuerdo al artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales, incluyendo el petróleo y todos los carburos de hidrógeno.<sup>1</sup> Además, según el artículo 28 constitucional, no constituyen monopolios las actividades que el estado ejerza de manera exclusiva en este sector (considerado por la misma como estratégico);<sup>2 3</sup> dicho esquema jurídico otorga al estado total rectoría del sector petrolero. Bajo estos principios constitucionales, el estado mexicano ha sido el encargado de definir la arquitectura de mercado del sector petrolero y demás hidrocarburos desde la promulgación de la constitución de 1917 a través de diferentes regímenes fiscales (Carreón y Grunstein, 2012). La reforma constitucional de 2013 del artículo 27 introduce la posibilidad de llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares.<sup>4</sup>

Es preciso mencionar que Pemex cuenta con cuatro organismos subsidiarios: Pemex-Exploración y Producción; Pemex-Gas y Petroquímica Básica; Pemex-Refinación y, por último, Pemex-Petroquímica. El análisis de participación privada en el sector hidrocarburos que se lleva a cabo en el presente documento considera solo las decisiones que la empresa toma en su sector de Exploración y Producción de petróleo crudo.

En este trabajo se analizan las condiciones bajo las cuales la inversión privada en el sector de hidrocarburos puede ser conveniente para el país. El análisis se realiza mediante

un modelo dinámico de extracción de hidrocarburos con horizonte temporal endógeno, agente (país) adverso al riesgo y tres marcos contractuales distintos.

El contenido del presente documento se distribuye de la siguiente forma. En la sección 2 se discuten los antecedentes del análisis de extracción de recursos agotables y la regulación que ha regido a Pemex para llevar a cabo dicha actividad. En la sección 3 se aborda el contexto actual de las reservas y producción de Pemex además del marco jurídico que lo ha normado, así como también las reformas introducidas en 2013. En la sección 4 se analiza el tema de los marcos contractuales más usuales en la industria petrolera. Posteriormente, en la sección 5 se presenta el modelo de extracción de hidrocarburos con participación del sector privado y se analizan los resultados. Finalmente en la sección 6 se establecen las conclusiones y el trabajo futuro.

---

<sup>1</sup> Texto original de 1917

<sup>2</sup> Párrafo reformado DOF 20-01-1960

<sup>3</sup> En la reforma de 20-12-2013 se acota a exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos.

<sup>4</sup> Transitorio cuarto.

## **2. REVISIÓN DE LA LITERATURA**

### **2.1 Enfoque histórico, político y jurídico**

Entre los estudios con enfoque jurídico de la evolución normativa de Pemex, se encuentra el de Gamboa-Montejano (2008), quien expone “un análisis desglosado de la regulación constitucional del petróleo, en el cual se entremezclan aspectos teórico-doctrinales con disposiciones constitucionales relativas al tema, diferenciando en dos grandes rubros, lo que se entiende por actividades estratégicas de las prioritarias”. En dicho trabajo, la autora realiza, en primer lugar, un resumen histórico de Pemex para poner en contexto la serie de modificaciones que la paraestatal ha sufrido durante su existencia: (i) la creación de la primera ley del petróleo en 1901; (ii) la promulgación de la constitución de 1917 en la que se otorga a la nación dominio directo de los hidrocarburos; (iii) la expropiación petrolera de 1938 en la que el estado se convierte en único explotador y administrador de los hidrocarburos; (iv) la promulgación de las leyes secundarias de Pemex como la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos de 1971 y la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios donde se establecen los lineamientos básicos para definir las atribuciones de Pemex; y, (v) los descubrimientos de grandes yacimientos de crudo como Cantarell y los años en que la producción de Pemex alcanzó picos históricos. Posteriormente, enlista las reformas históricas a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, las cuales hacen referencia al sector de hidrocarburos. Entre las más trascendentes se encuentran: (i) la reforma del artículo 25 en 1983 en que se otorga al sector de hidrocarburos el carácter de “sector estratégico”; (ii) la reforma del artículo 27 en 1960 en que se prohíben las concesiones en el sector hidrocarburos; y, (iii) la reforma del artículo 28 en 1983 en la que se estipula que las actividades que el estado realice de manera exclusiva



en el sector (estratégico) petrolero y demás hidrocarburos no constituye un monopolio. Finalmente, la autora analiza la evolución de las dos principales leyes que rigen a PEMEX: la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. En el caso de la primera, considera el texto original de 1958 en contraste con la reforma de marzo de 2008; entre los cambios que presenta están la reforma del artículo 4 en que se habla ya no solo de Pemex, sino también de sus organismos subsidiarios y el tratamiento especial que se le da al sector del gas, permitiéndose la participación del sector privado en áreas como transporte, almacenamiento y distribución de dicho recurso. Por otra parte, la reforma del artículo 6 permite a Pemex la generación de energía eléctrica y considera la forma en que se dispondrá de los excedentes del precio del petróleo.

Otro enfoque tipo histórico-jurídico es el de Rousseau (2006), quien realiza un análisis de la evolución del marco normativo del sector hidrocarburos en México desde un punto de vista político para poner en contexto el debate sobre la transformación del esquema organizacional de la paraestatal. La autora habla sobre la necesidad de Pemex de transformarse ante los cambios en el entorno de la industria petrolera y del rol que juegan variables históricas, culturales, políticas, institucionales, económicas, industriales y sociales del país a la hora de discutir dichos cambios. El análisis del trabajo de Rousseau consiste en estimar el costo político y económico de la posible introducción de una lógica empresarial en Pemex, esto considerando los cambios en el escenario político en el periodo 1989-2004.

## 2.2 Enfoque económico-matemático

Para modelar el problema de extracción de hidrocarburos, se utiliza un enfoque de optimización dinámica de recursos no renovables (o agotables). El objetivo es encontrar las trayectorias de extracción que maximicen el valor presente de la utilidad de la economía en determinado horizonte temporal. Los hidrocarburos son un recurso que cumple con la definición de “no renovable”, es decir, aquellos cuyas reservas no exhiben crecimiento significativo o renovación sobre una escala económica de tiempo (Conrad, 2010).

El modelo clásico de extracción de recursos agotables es el propuesto por Hotelling en 1931 (ver Conrad, 2010). Hotelling asume que un grupo de agentes dueños de un yacimiento de un recurso agotable, maximizan el valor presente de la utilidad y tienen acceso a un mercado perfecto de futuros. La implicación principal del modelo de Hotelling es que los agentes escogerán la trayectoria de extracción de tal modo que el precio del recurso será igual a la tasa de descuento. En caso contrario, una reasignación de la extracción de un periodo con baja tasa de descuento a uno con alta tasa incrementaría el valor presente de la utilidad.

Otro modelo de optimización dinámica es propuesto por Kamien y Schwartz (1978) basándose en el modelo de crecimiento de Ramsey. En dicho modelo, se busca encontrar la trayectoria de extracción óptima social de un recurso agotable. El planteamiento del problema consiste en maximizar la función de utilidad del agente representativo de la economía. En este modelo solo existe un bien y puede ser utilizado para consumo o para inversión. La variable de control es el consumo y la de estado las reservas existentes del recurso agotable.

Por otra parte, Withagen (1981), propone un problema dinámico en el que se dispone de una fuente finita de un recurso natural, el cual funciona como fuente de bienestar para la economía. El problema consiste en maximizar el valor descontado de este. El modelo propuesto por Withagen se basa en el modelo de Hotelling (1931), en el que describe el llamado *cake-eating problem*. En este modelo, el proceso de extracción del recurso no tiene costo y solo se busca la trayectoria de producción que maximiza el bienestar. Entre las especificaciones alternativas que plantea, se encuentra la de Koopmans (1974), en la cual se introduce el concepto de tasa mínima de consumo, i.e., el nivel de consumo mínimo de subsistencia de la economía.

Arrow y Chang (1982) proponen un modelo de extracción de un recurso agotable consumido directamente por la economía en el que el nivel de reservas y área inexplorada de territorio están dadas. Nuevas reservas se distribuyen aleatoriamente en el área no explorada de acuerdo a un proceso de Poisson. La sociedad decide el nivel de extracción y exploración por periodo. Los autores consideran políticas de extracción y exploración óptimas y demuestran que para niveles grandes de territorios inexplorados los precios sombra de las reservas y territorio inexplorado se mueven en ciclos con una pequeña tendencia al alza, lo que envía señales al mercado de que los precios del recurso no subirán al ritmo de la tasa de interés (implicación principal del modelo de Hotelling).

Sweeney (1992) realiza un análisis de la teoría económica de la explotación de recursos agotables. Plantea inicialmente el modelo en su versión más simple (modelo de Hotelling) y, posteriormente, analiza los sesgos de la trayectoria óptima de extracción provocados por la adición de nuevos supuestos sobre la estructura del mercado del recurso agotable. El autor analiza el rol de diversos factores en el problema de optimización como

el progreso tecnológico, impuestos, externalidades de producción, expectativas de los precios, tasas de descuento e interés, etc. Adicionalmente, presenta modelos en los que se considera a la empresa que extrae el recurso como monopolista que se enfrenta a una función de demanda o a precios determinados exógenamente de manera aleatoria o fijada por algún ente regulador.

### **3. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR PETROLERO EN MÉXICO**

#### **3.1 Marco regulatorio**

Según la Ley de petróleos mexicanos vigente (reforma de 2008), “El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, demás hidrocarburos y la petroquímica básica, por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios” (art. 2); además, se define a Pemex como “un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, [...], que tiene por objeto llevar a cabo la exploración, la explotación y las demás actividades”. Este esquema jurídico otorga a Pemex el carácter de monopolio estatal verticalmente integrado. Sin embargo, esto no garantiza que su comportamiento esté regido por una lógica empresarial. Carreón y Grunstein (2012) abordan esta temática concluyendo que es posible justificar la existencia de una empresa pública en el sector petrolero por el lado económico (ingresos fiscales), por el lado del bienestar social (redistribución) y factores ideológicos que solo se cumplen bajo propiedad estatal. Además, argumentan que Pemex no funciona como empresa pública debido a su diseño jurídico, el cual la convierte en un ente descentralizado del estado, lo que no le permite comportarse bajo una lógica empresarial.

Una vez detectadas las restricciones jurídicas que impiden el comportamiento empresarial de Pemex; es decir, aquel que responda a estímulos del mercado y no a requerimientos fiscales, Carreón y Grunstein señalan que es imposible para Pemex aprovechar su potencial debido a la desvinculación de las decisiones tecnológicas y presupuestales del organismo paraestatal. Por consiguiente, existe una distorsión en la elección de tecnología de Pemex para sus procesos de exploración y extracción, lo cual ha afectado sus niveles de producción, toda vez que se han ido agotando los yacimientos convencionales y no se han repuesto las reservas a través de inversión en exploración, en particular en aguas profundas.

### **3.2 Reservas y producción**

Según la Secretaría de Energía, las reservas son categorizadas de acuerdo con su nivel de certidumbre asociado y pueden clasificarse en:

- Reservas 1P: Reservas probadas con una probabilidad de extracción de al menos 90%.
- Reservas 2P: Suma de las Reservas Probadas y las Reservas Probables que en conjunto tienen una probabilidad de extracción de al menos 50%.
- Reservas 3P: Suma de las Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles, que en conjunto tienen una probabilidad de extracción de al menos 10%.

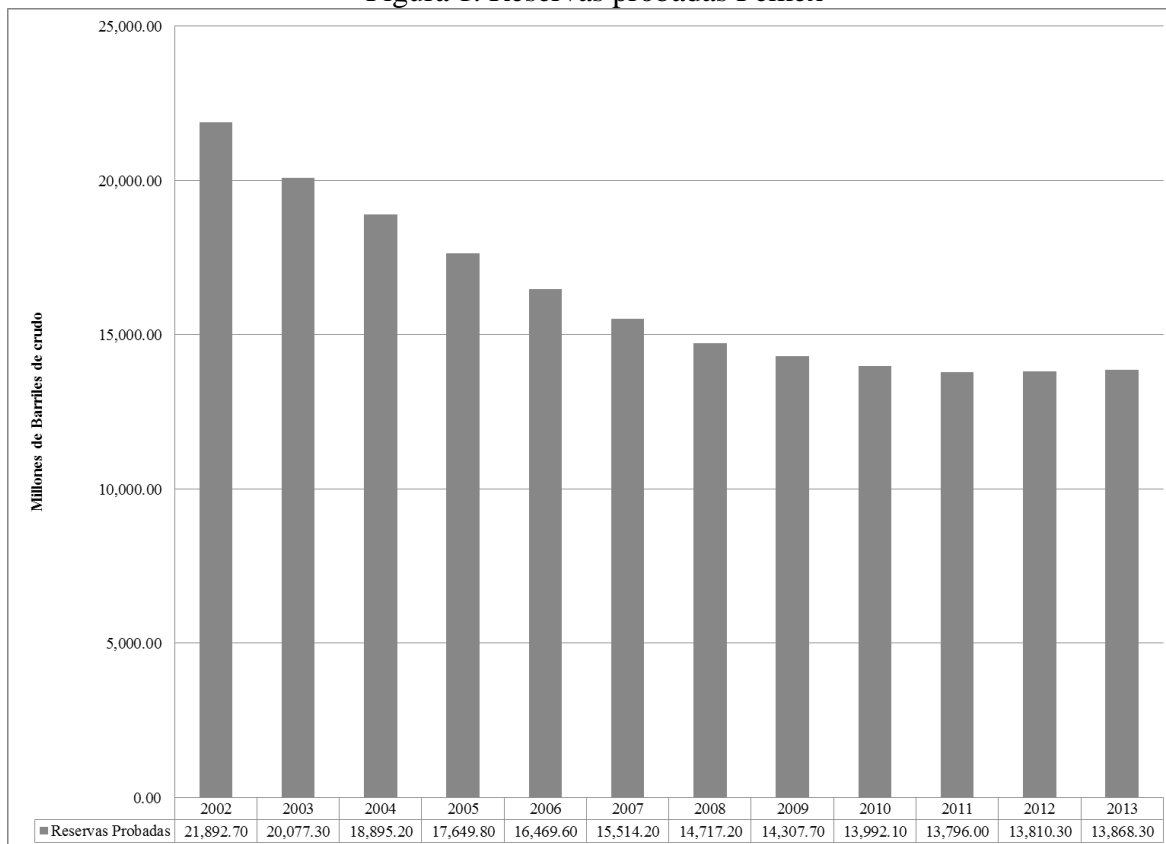
En la Tabla 1 se muestran los niveles de reservas 1P, 2P y 3P en México en 2013.

Tabla 1. Reservas de crudo de Pemex 2013

	Región Marina Noreste	Región Marina Suroeste	Región Sur	Región Norte	Total	Años de extracción a tasa actual <sup>2</sup>
<b>Reservas probadas<sup>1</sup> (1P)</b>	6,163.90	2,165.30	3,850.60	1,688.50	13,868.30	14.91
<b>Reservas probables</b>	3,189.40	2,107.20	916.7	6,092.60	12,305.90	13.23
<b>2P</b>	9,353.30	4,272.50	4,767.30	7,781.10	26,174.20	28.14
<b>Reservas posibles</b>	3,137.20	3,065.20	920.8	11,232.60	18,355.80	19.73
<b>3P</b>	12,490.50	7,337.70	5,688.10	19,013.70	44,530.00	47.88

Fuente: Anuario Estadístico Pemex 2013. <sup>1</sup> Millones de barriles de petróleo crudo. <sup>2</sup> Tasa 3,548 Mbd. Nota: 1P=R. Probadas, 2P=1P + R. Probables, 3P=2P+R. Posibles.

Figura 1. Reservas probadas Pemex

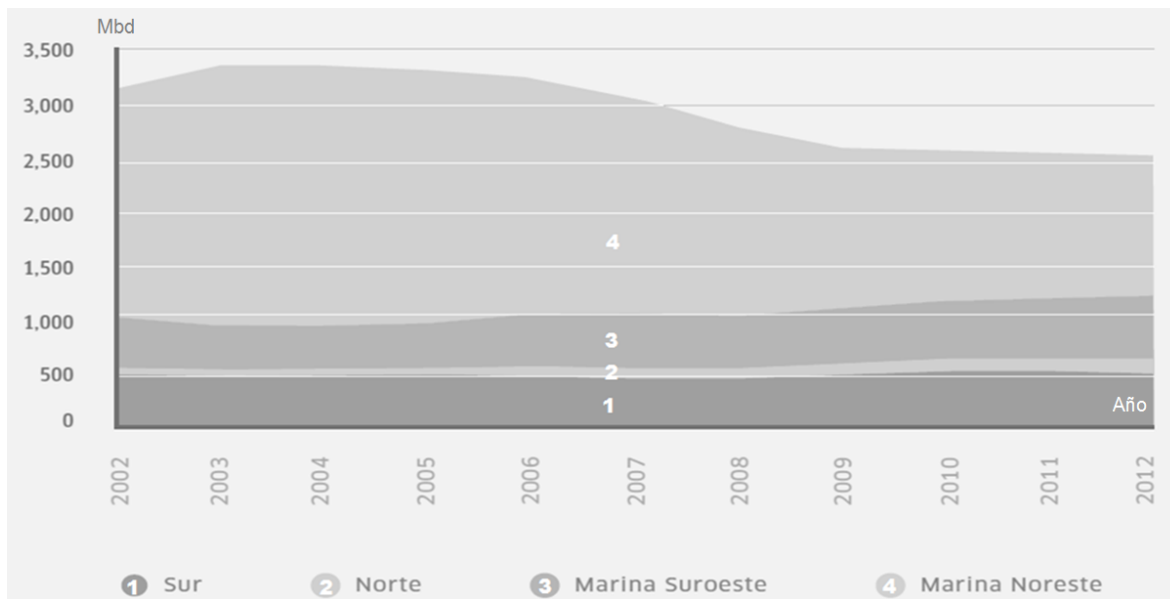


Fuente: Anuario estadístico de Pemex 2013

En promedio, la producción de petróleo crudo de Pemex ha sido de 2.982 millones de barriles diarios de 2001 a 2013, teniendo su nivel máximo de producción en 2004 con 3,383 en promedio por día. Si asumimos que Pemex siguiera produciendo a una tasa de 2.548 mbd, en aproximadamente 15 años se agotarían las reservas probadas, es decir, aquellas en las que tiene mayor experiencia (aguas poco profundas). Si Pemex fuera capaz de extraer la totalidad de las reservas 2P, es decir, las probables más las posibles, el horizonte temporal se expandiría a 28 años; y, finalmente, si fuera posible extraer la totalidad de las reservas 3P hasta ahora conocidas, se podría extraer a tasa actual (2013) durante 48 años más.

Según el Ejecutivo Federal (Propuesta de reforma energética, 2013), el descenso en la tasa de extracción en los últimos años se debe a la reducción de las reservas de fácil acceso, esto a pesar del aumento en inversión en Pemex. Lo anterior, aunado a la disminución en el factor de recuperación en campos maduros, lo cual requiere un uso intensivo de mejores técnicas de recuperación. El campo de Cantarell (región marina noreste) se está agotando y al ritmo de producción actual se permitiría producir solo por 10 años más en dicho campo. De lo anterior se puede inferir que una eventual mejora en las técnicas de recuperación debería ir acompañada de una tasa de restitución de reservas superior al aumento en la tasa de extracción si se quiere aumentar el horizonte temporal de extracción.

Figura 2. Producción de petróleo en México (Mbd)



Fuente: Anuario estadístico de Pemex 2013

Del total de petróleo crudo producido por año, en promedio el 53.22% se destina a exportación. Los precios promedio del petróleo crudo han aumentado gradualmente, pasando de 18.61 dólares por barril en 2001 a 101.81 en 2012 a precios corrientes como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Producción, exportaciones y precios de crudo de Pemex

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Prom. 2001-12
<b>Prod. de petróleo crudo<sup>1</sup></b>	3,127	3,177	3,371	<b>3,383</b>	3,333	3,256	3,076	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548	2,982.83
<b>Exp. de petróleo crudo<sup>1</sup></b>	1,756	1,705	1,844	<b>1,870</b>	1,817	1,793	1,686	1,403	1,222	1,361	1,338	1,256	1,587.58
<b>% Exp.</b>	<b>56.16</b>	53.67	54.70	55.28	54.52	55.07	54.81	50.25	46.98	52.81	52.41	49.29	53.22
<b>Precios promedio<sup>2</sup></b>	18.61	21.52	24.78	31.05	42.71	53.04	61.64	84.38	57.4	72.46	101.13	<b>101.81</b>	55.88
<b>Istmo<sup>3</sup></b>	22.27	23.48	28.08	38.04	53.11	57.29	69.92	81.09	63.38	78.63	106.22	<b>107.28</b>	60.73
<b>Maya<sup>3</sup></b>	17.19	20.89	24.13	29.82	40.61	51.1	60.38	82.92	56.22	70.65	98.97	<b>99.79</b>	54.39
<b>Olmeca<sup>3</sup></b>	23.96	24.87	29.32	39.34	53.91	64.67	70.89	99.37	65.79	79.58	<b>109.83</b>	109.39	64.24

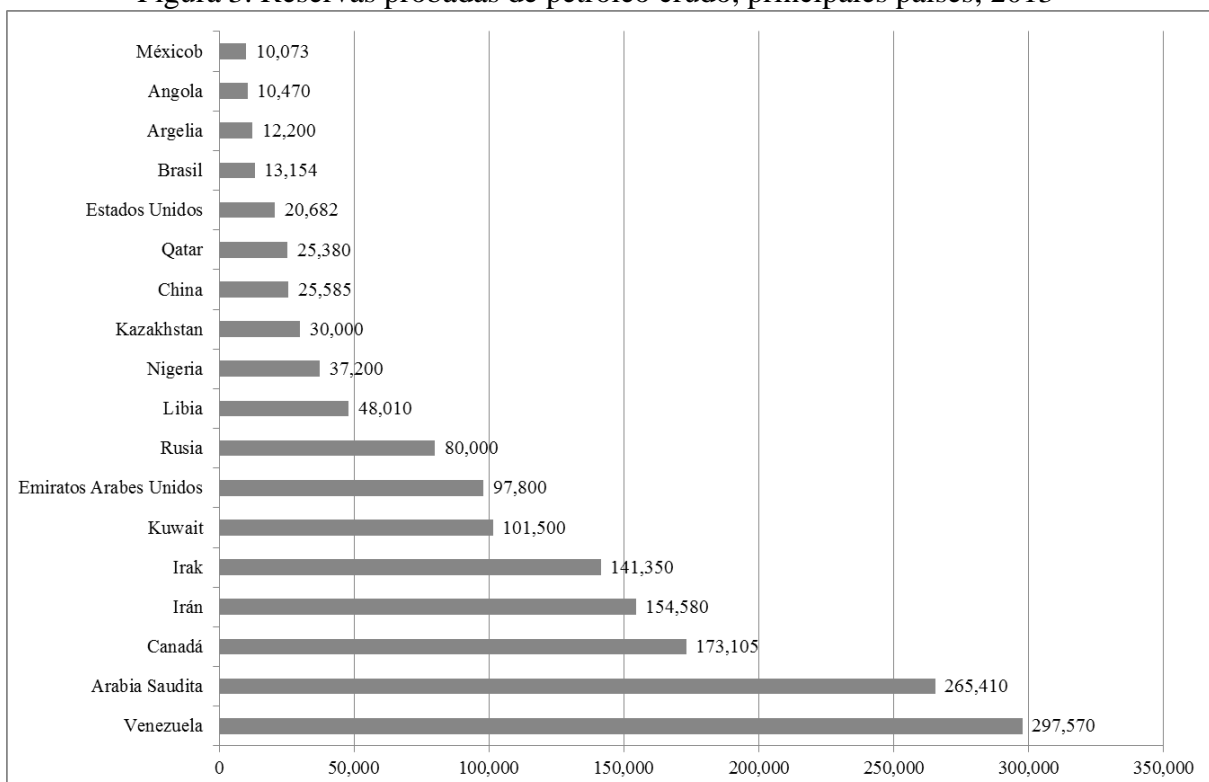
Fuente: Anuario estadístico Pemex, 2012. <sup>1</sup> Miles de barriles diarios de hidrocarburos líquidos. <sup>2</sup> (US\$/b) Precio promedio de exportación de petróleo crudo. <sup>3</sup>(US\$/b) Precio de exportación petróleo crudo. En "negrita" los valores máximos.



### 3.3 Comparación internacional

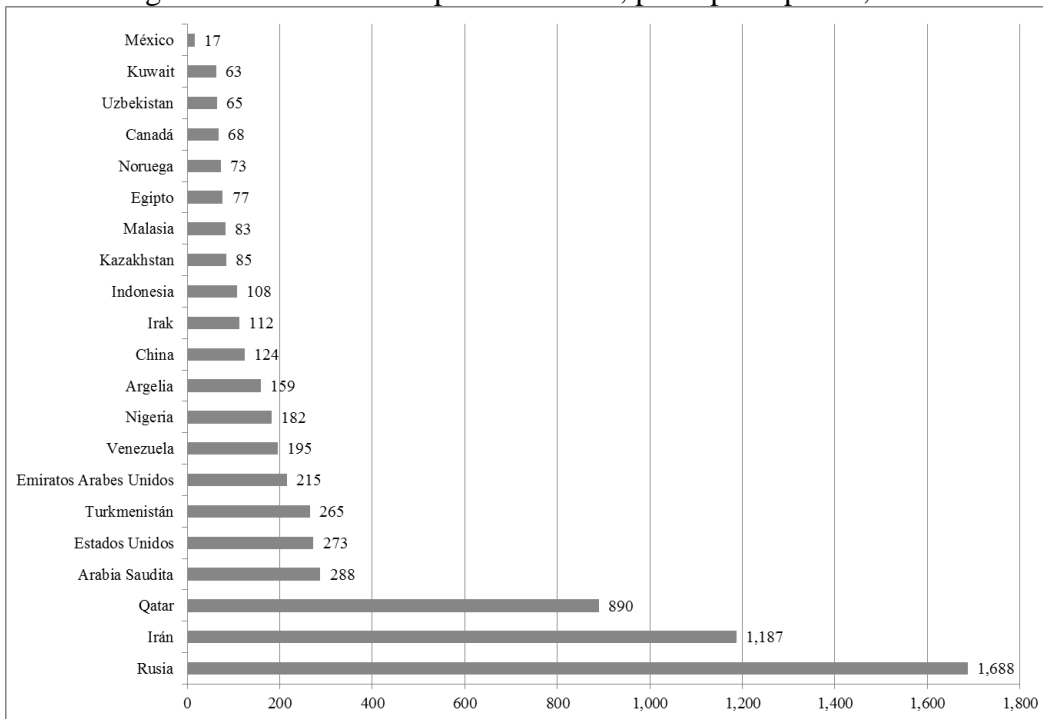
Como se mencionó anteriormente, al ritmo de producción actual (2,548 Mbd), las reservas probadas tardarían aproximadamente 15 años en agotarse. Esta tasa de producción coloca a México como el décimo país productor de petróleo en términos de barriles por día, un ritmo similar al de Emiratos Árabes Unidos, que produce 2,653 Mbd y es noveno en el mundo pero que posee reservas probadas aproximadamente 9 veces más grandes que las de México. Otro caso comparable en términos de producción es el de Venezuela, dicho país produce a una tasa ligeramente inferior a la de México (2,479 Mbd), pero sus reservas probadas son aproximadamente 30 veces superiores a las de México (ver Figuras 4 y 5).

Figura 3. Reservas probadas de petróleo crudo, principales países, 2013



Fuente: Anuario estadístico Pemex, 2013

Figura 4. Producción de petróleo crudo, principales países, 2013



Fuente: Anuario estadístico Pemex, 2013

### 3.4 Reformas

#### 3.4.1 Discusión inicial y reforma constitucional

En la Tabla 3 se muestra una comparación entre las propuestas de reforma del sector energético en México. Las principales propuestas vinieron del Ejecutivo Federal y de los partidos políticos PAN y PRD.

Tabla 3. Comparación de las propuestas de reforma energética

TEMA	PAN	EJECUTIVO FEDERAL	PRD
<b>Hidrocarburos</b>			
Mantener la propiedad y el dominio de los recursos en la Nación.	√	√	√
Crear un fondo que reciba y administre la renta petrolera.	√		√
Se permita la suscripción de contratos para exploración y explotación ligados a resultados.		√	
Se permita el otorgamiento de concesiones para exploración y explotación.	√		
Se mantenga la prohibición vigente para otorgar contratos y concesiones (sólo pueden utilizarse los contratos de servicios y de obras públicas vigentes).			√
Mantener sin cambios los artículos 27 y 28 constitucionales.			√
Tasa de reposición de reservas al 100% y una vida promedio de éstas de 10 años cuando menos.			√
Transparentar subsidios.			√
Que el sector social y privado pueda invertir en refinación; procesamiento de gas; petroquímica básica, y transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y petrolíferos. Pemex coexistirá con ellos.	√	√	
Régimen fiscal de derechos en función de cada campo. El nuevo régimen deberá permitir a Pemex disponer 150,000 mdp anuales adicionales después de un periodo de transición.			√
Régimen fiscal acorde con las necesidades de inversión de Pemex.		√	
Pemex tiene derecho a escoger los campos ("ronda cero").	√	√	

Fuente: Tomada de Presidencia de la República

Entre las diferencias más sustanciales están aquellas relacionadas a la intervención del sector privado a través de contratos y concesiones. El PRD se opuso a las reformas constitucionales y sus propuestas de reforma se enfocaban principalmente en cambios fiscales. Por su parte, el PAN coincidió con el Ejecutivo Federal en el tema de inversión del sector privado a través de contratos, difiriendo únicamente en lo que respecta al

otorgamiento de concesiones, donde el PAN se manifestó a favor de permitir las y el Ejecutivo Federal propuso mantener la prohibición.

## Reformas constitucionales

En la Tabla 4 se muestran algunas de las reformas que finalmente fueron aprobadas en materia energética en diciembre de 2013:

Tabla 4. Reformas constitucionales aprobadas en 2013

<i>Artículo</i>	<i>CPEUM 12-2013 (Reformas)</i>	<i>CPEUM 07-2013 (Anterior)</i>	<i>Observaciones</i>
25	“Tratándose de [...] la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. [...]”		Párrafo adicionado
27	<p>“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones.</p> <p>[...] (la Nación) llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria.</p> <p>[...] las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.”</p>	<p>“Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.</p> <p>Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”</p>	<p>Se mantiene la prohibición de concesiones con particulares.</p> <p>Se adiciona la posibilidad de celebrar contratos con particulares.</p> <p>Se sostiene que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.</p>
28	“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: [...] la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos [...]”	“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: [...] la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, petroquímica básica; [...]”	Se elimina “petroquímica básica” de las áreas estratégicas que no constituyen monopolio del Estado.

<i>Transitorios</i>	<p>“<b>Cuarto.</b> [...] Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes: I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores. La Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo.”</p>		<p>Se especifican las modalidades de contraprestaciones. Se señala que el objetivo de la modalidad escogida es maximizar los ingresos de la Nación y lograr mayor beneficio a largo plazo.</p>
	<p>“<b>Quinto.</b> [...] (se debe afirmar) en las asignaciones o contratos que el petróleo y todos los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, que se encuentren en el subsuelo, son propiedad de la Nación.”</p>		<p>La propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo corresponde a la Nación.</p>

Fuente: CPUM, Diciembre de 2013

En resumen, la reforma constitucional de diciembre de 2013, agrega la posibilidad de celebrar contratos con particulares. Los hidrocarburos en el subsuelo se mantienen como propiedad de la Nación y así debe ser especificado en los contratos. Cabe mencionar que es posible celebrar contratos de producción compartida, es decir, la propiedad de los hidrocarburos podría pasar a empresas privadas una vez extraídos. La prohibición de las concesiones se mantiene.

### 3.5 Agencias reguladoras

Los órganos reguladores designados en materia energética son la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Aunados a estas, existen otros dos organismos de la administración pública federal que tienen competencias en el sector: la Secretaría de Hacienda (SHCP) y la Secretaría de Energía (SENER). Las

atribuciones en materia de hidrocarburos de estos cuatro organismos, según la CPEUM, son las siguientes:

- a) SENER: establecer, conducir y coordinar la política energética, la adjudicación de asignaciones y la selección de áreas que podrán ser objeto de los contratos [...], con la asistencia técnica de la CNH; el diseño técnico de dichos contratos y los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación; así como el otorgamiento de permisos para el tratamiento y refinación del petróleo, y procesamiento de gas natural [...].
- b) CNH: la prestación de asesoría técnica a la SENER, [...]; la realización de las licitaciones, asignación de ganadores y suscripción de los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos; [...].
- c) CRE: en materia de hidrocarburos, la regulación y el otorgamiento de permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; [...].
- d) SHCP: entre otras, el establecimiento de las condiciones económicas de las licitaciones [...].

### **3.6 Participación privada en otros países**

Entre los países productores de petróleo en el mundo se encuentra una gran variedad de modelos de producción. En general, la propiedad de los hidrocarburos se mantiene en manos del estado; los modelos que estos seleccionan se ajustan a las características y necesidades tecnológicas de cada país, además de los niveles de riesgo asociados a los proyectos. México es el único país en el mundo que opera mediante un monopolio estatal

verticalmente integrado (ICI, 2013). El extremo opuesto del modelo mexicano es el noruego, el cual permite concesiones, participación privada y competencia en toda la cadena productiva y tiene acciones colocadas en mercados financieros. Otro modelo interesante es el cubano, en actividades río abajo mantiene control estatal; sin embargo, si permite concesiones y asociaciones con terceros en actividades río arriba (exploración y producción) mediante contratos de riesgo con empresas internacionales como Repsol YPF (ver Tabla 5).

El modelo brasileño, hasta 1995, fue muy similar al mexicano, operando con un monopolio estatal en toda la cadena de producción. Tras una serie de reformas constitucionales, en 1996 se abre la industria al sector privado mediante el otorgamiento de concesiones y se ponen a la venta 28.48% de las acciones de Petrobras. En los últimos años las políticas liberalizadoras se han ido revirtiendo a favor de un modelo nuevamente proteccionista y nacionalista disminuyendo su potencial de extracción (ICI, 2013). En la Tabla 5 se resumen los modelos bajo los cuales opera la industria petrolera en países seleccionados.

Tabla 5. Participación privada en el sector petrolero en otros países

	Características del sector	Categorías	Arabia Saudita	Cuba	Brasil	Colombia	Noruega	Canadá	México
Upstream	¿Operadores distintos a NOC pueden participar de forma independiente en upstream a través de concesiones?	Sí, No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
	¿NOC puede asociarse con terceros en upstream?	Sí, No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	N/A	No
	Tipo de contratos que NOC puede suscribir con otras empresas en upstream	Producción compartida, Riesgo, Servicios	Contrato de servicio puro	Contratos de Riesgo, Servicios	Contratos de Producción Compartida, Servicios	Contratos de Producción Compartida, Servicios	Contratos de Producción Compartida, Servicios	N/A	Contrato de servicio puro
	¿NOC tiene operaciones internacionales en upstream?	Sí, No	Sí	No	Sí	Sí	Sí	N/A	No
Downstream	¿NOC puede asociarse con terceros en downstream?	Sí, No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	N/A	No
	¿Participación privada o extranjera en refinación y petroquímica?	Sí, No	Sí	Sólo en refinación	Sí	Sí	Sí	Sí	Sólo en Petroquímica
	¿Competencia en mercado de combustibles? (múltiples empresas y precios liberalizados)		No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	No
	¿NOC tiene operaciones internacionales en downstream?	Sí, No	Sí	No	Sí	No	Sí	N/A	Sí (Deer Park Houston con Shell)
Inversión privada en NOC	¿NOC tiene participación privada?	Sí, No	No	No	Sí	Sí	Sí	N/A	No
	Porcentaje de acciones de NOC en manos de inversionistas distintos al Estado	%	0%	0%	44%*	10%	33%	N/A	0%
	Mercados financieros donde NOC coloca acciones	Países	Ninguno	Ninguno	Sao Paulo, Madrid, Buenos Aires, Nueva York	Bogotá, Nueva York, Toronto	Oslo, Nueva York	N/A	Ninguno
Régimen fiscal	¿Régimen fiscal flexible (tasas diferenciadas por proyecto)?	Sí, No	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí	No

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

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

Fuente: IMCO, 2013.



#### **4. MARCOS CONTRACTUALES EN EL SECTOR PETROLERO**

Según la reforma constitucional de 2013, entre las modalidades de contraprestaciones que se considerarán para el sector privado están: I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia; o, V) cualquier combinación de las anteriores.

Cada uno de los contratos mencionados posee características distintas, tanto en lo referente a asignación de derechos de exploración y producción como en la distribución de costos y riesgos. Likosky (2009) analiza la apertura del sector de hidrocarburos a la inversión privada en diversos países mediante la creación de distintos tipos de contratos. Likosky señala que los contratos dependen más de sus términos que de su tipo; aun así, considera que los más básicos son: (1) concesiones modernas, (2) contratos de producción compartida, (3) de empresa conjunta (*joint venture*); y, (4) contratos de servicios. Según el autor, las características de dichos contratos son las siguientes.

El primer contrato, el de concesiones modernas, se refiere a un contrato de asociación más que de cesión de derechos del estado al sector privado como en las concesiones tradicionales. Este contrato busca re-balancear el grado de control extranjero, el alcance geográfico, la duración y la compensación financiera; esto a través de cláusulas que limitan la extensión concesionada, la duración del contrato, el gasto mínimo en exploración y la posibilidad de que el estado recupere el control de áreas de exploración. Este contrato puede garantizar derechos de propiedad sobre los hidrocarburos a las empresas.

El segundo contrato, el de producción compartida, garantiza a la empresa explorar para encontrar recursos. Si los recursos no son encontrados, la empresa privada cubre los costos de su bolsa; pero si recursos explotables son encontrados, la empresa tiene derecho a recuperar sus costos hundidos y subsecuentemente obtener una porción de los beneficios, proveyendo incentivos por cargar el riesgo de no descubrir nuevos yacimientos. Este contrato no garantiza derechos de propiedad sobre los hidrocarburos a las empresas y se crea un interés por parte del gobierno en cuanto a transferencias de tecnología para la eventual recuperación del control de los recursos, una vez descubiertos.

El tercer contrato, de empresa conjunta o *joint venture*, consiste en la creación de una empresa entre una propiedad del estado y una privada. Se presta especial atención al grado de control de la empresa por parte del estado o del privado. El riesgo es compartido, se provee de una estructura corporativa y las decisiones se toman en conjunto entre el estado y la empresa privada. Estos contratos tienden a estar altamente politizados y entre mayor poder de negociación tenga el estado, mayor poder de decisión sobre la empresa tendrá.

El último contrato, el de prestación de servicios, otorga al estado el máximo control sobre exploración y explotación de hidrocarburos. Las empresas son contratadas para realizar tareas cuidadosamente delimitadas. Las empresas privadas no tienen participación en la repartición de los beneficios y el grado de riesgo para el estado y la empresa varía de acuerdo a la especificación del contrato. Por ejemplo, en un contrato de prestación de servicios de riesgo, la remuneración está condicionada al hallazgo de nuevos yacimientos. En un contrato puro de prestación de servicios, la empresa privada recibe una remuneración por sus servicios independientemente del resultado y el gobierno carga con todo el riesgo.

Según el autor, estos contratos suelen ser la elección ideal de las empresas estatales en países altamente nacionalistas.

## **5. MODELO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS**

El modelo que se discute en esta sección busca representar el problema del Estado frente a la intervención privada en el sector petrolero. Además, se busca determinar bajo qué condiciones dicha intervención será congruente con el objetivo planteado en la constitución de “maximizar los ingresos de la nación y el desarrollo a largo plazo”. Se toma como marco de referencia teórica el modelo clásico de Hotelling (1931).

Supongamos que inicialmente el país posee reservas probadas de hidrocarburos,  $X_0$ , y reservas probables,  $X_0^{Pbl}$ . Además, la producción la realiza un monopolio estatal (modelo en autarquía) que cuenta con un nivel limitado de tecnología la cual permite extraer a lo sumo a tasa  $R(t) = \bar{R} \forall t \in [0, T]$ , pero únicamente de las reservas probadas. Dadas estas circunstancias, es posible que si  $\bar{R}$  es lo suficientemente pequeño (bajo nivel tecnológico), la trayectoria de extracción no sea óptima en el tiempo. Además, la incapacidad de acceder a las reservas probables implica que parte del recurso no es extraído, eliminando así la posibilidad de aumentar el flujo de ingresos y, por lo tanto el bienestar, de la economía.

### **5.1 Modelo con intervención del sector privado**

Para lograr una mejora en el sentido de Pareto, respecto a la situación en autarquía, el planificador de la economía puede considerar la intervención de una empresa privada que realice el proceso de exploración y extracción a cambio de una remuneración que le permita cubrir sus costos de producción más el costo de oportunidad por no haber llevado su capital

a otro sector. La empresa privada es capaz de convertir parte de las reservas probables en probadas mediante exploración. El nivel de reservas probadas con intervención privada sería entonces, de  $X_0^P = X_0 + \beta X_0^{Pbl}$ , donde  $\beta$  es la proporción de las reservas probables que pueden ser recuperadas. En términos probabilísticos,  $\beta$  es la probabilidad de recuperar las reservas probables, por definición es mayor a 50% (si es menor, se clasifican como reservas posibles). En la expresión correspondiente a  $X_0^P$  se asume implícitamente que las reservas probadas  $X_0$  pueden ser recuperadas en su totalidad.

El problema, dada la intervención del sector privado, consiste en la maximización del valor descontado de la utilidad de la economía por concepto del consumo. Las reservas probadas totales que posee ahora el país son  $X(0) = X_0^P$ . El nivel de extracción por periodo es  $R(t)$ , el cual es decidido por el planificador social a través de la empresa estatal. La dinámica de las reservas es  $X'(t) = -R(t)$ . Al final del horizonte de planeación,  $T$ , se debe cumplir que  $X(T) = 0$ ; es decir, que todas las reservas petroleras sean explotadas a lo largo del periodo de optimización. El periodo final  $T$  se determina endógenamente dependiendo del nivel de reservas, del ritmo de extracción y de las condiciones del mercado. Únicamente existe un costo  $K$  derivado de las actividades de exploración y extracción. Además, bajo cualquier contrato con el sector privado, se debe asegurar un pago mínimo a la empresa privada, mayor o igual que su segunda mejor opción (utilidad de reserva,  $\tilde{\pi}$ ), es decir,  $\pi(t) \geq \tilde{\pi}$ . En principio, el costo  $K$  podría ser una función del nivel de exploración y el nivel de extracción por periodo  $R(t)$ . Sin pérdida de generalidad se toman  $K$  y  $\tilde{\pi}$  como fijos.

Supongamos que la empresa paraestatal, controlada por el planificador de la economía, tiene la posibilidad de establecer contratos con empresas petroleras particulares

de la forma: (i) contratos de servicios, donde se paga un monto fijo  $M(t) = \bar{M} \forall t$  por la prestación de servicios de extracción, este se puede interpretar como una renta fija que se paga en cada periodo  $t$ , (ii) contratos de producción compartida, donde se paga a las empresas una proporción fija  $\delta$  del producto extraído; y, (iii) contratos de utilidad compartida (beneficios compartidos), donde  $\alpha$  es la proporción de los beneficios que se transfieren a la empresa privada.

El nivel de consumo de la economía en cada periodo  $c(t)$  y los beneficios de la empresa privada  $\pi(t)$  dependen del tipo de contrato que se celebre. Asumiendo que las empresas privadas son neutrales al riesgo y denotando  $P(t)$  como el precio por barril de petróleo crudo, se tienen las siguientes trayectorias:

(i) Contrato de servicios:

$$c(t) = P(t)R(t) - \bar{M} \quad \forall t,$$

$$\pi(t) = \bar{M} - K \geq \tilde{\pi} \quad \forall t.$$

(ii) Contrato de producción compartida:

$$c(t) = P(t)(1 - \delta)R(t) \quad \forall t,$$

$$\pi(t) = P(t)\delta R(t) - K \geq \tilde{\pi} \quad \forall t.$$

(iii) Contrato de utilidad compartida:

$$c(t) = (1 - \alpha)[P(t)R(t) - K] \quad \forall t,$$

$$\pi(t) = \alpha[P(t)R(t) - K] \geq \tilde{\pi}.$$

Note que bajo cualquier contrato, el beneficio total de la economía es:

$$BT(t) = c(t) + \pi(t) = P(t)R(t) - K.$$

Según la reforma energética de diciembre de 2013, el contratista particular se determina mediante licitaciones efectuadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Naturalmente, existen incentivos entre las firmas participantes en la subasta para coludirse y presentar valores de  $K$  muy altos y de este modo negociar contratos  $\bar{M}, \delta$  y  $\alpha$  más provechosos para ellas. La capacidad de la CNH para observar los verdaderos valores de  $K$  de las empresas participantes (selección adversa) se convierte en un factor determinante para que la intervención privada en el sector sea rentable para el país. Dado que el estado es quien determina la trayectoria de  $R(t)$ , existen también incentivos de la empresa privada para extraer cantidades superiores al  $R(t)$  acordado sin reportar dichos excedentes (riesgo moral). La capacidad de Pemex para monitorear los verdaderos niveles de extracción se vuelve crucial para evitar dichas pérdidas. Los problemas de selección adversa y riesgo moral antes mencionados no serán tratados en este documento. Se asume monitoreo perfecto por parte de las agencias reguladoras y conocimiento de los valores de  $K$ .

Supongamos que el precio por barril es una variable aleatoria que sigue una distribución normal con parámetros:

$$P(t) \sim N(\mu, \sigma^2)$$

El problema de optimización es:

$$\max_{R(t)} \left\{ E \left[ \int_0^T u(c(t)) dt \right] \right\}$$

s. a

$$c(t) \in C(t) \quad \text{con} \quad C(t) \in \begin{cases} P(t)R(t) - \bar{M} \\ P(t)(1 - \delta)R(t) \\ (1 - \alpha)(P(t)R(t) - K) \end{cases} \quad \forall t,$$

$$X'(t) = -R(t),$$

$$X(0) = X_0^P,$$

$$X(T) = 0,$$

*T libre.*

Asumamos  $u(t) = 1 + v(t) = 1 - e^{-rc(t)}$ , la cual es una transformación monótona creciente de una función de utilidad tipo CARA  $v(t) = -e^{-rc(t)}$  donde  $r \geq 0$  es el coeficiente de aversión al riesgo. Esta transformación es conveniente para que al calcular la utilidad descontada se sumen cantidades positivas (mediante la integral); dicha transformación no altera el orden de las preferencias de la economía al ser monótona creciente.

La función objetivo es, entonces:

$$E \left[ \int_0^T [1 - e^{-rc(t)}] dt \right].$$

Según el tipo de contrato, el problema de optimización dinámica es:

(i) Contrato de servicios:

$$\max_{R(t)} \left[ E \int_0^T u(c(t)) dt \right]$$

s. a

$$c(t) = P(t)R(t) - \bar{M} \quad \forall t,$$

$$X'(t) = -R(t),$$

$$X(0) = X_0^P,$$

$$X(T) = 0,$$

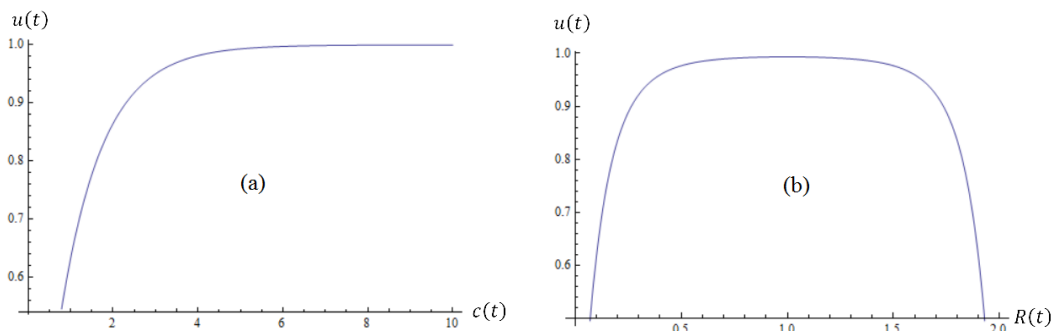
*T libre.*

La función objetivo puede escribirse como (ver Anexo 1):

$$\int_0^T \left[ 1 - e^{-r \left[ \mu R(t) - \frac{r}{2} \sigma^2 (1-\alpha)^2 R(t)^2 - \bar{M} \right]} \right] dt.$$

Bajo esta transformación de la función objetivo, se puede notar que a pesar de que  $u(c(t))$  es monótona creciente en  $c(t)$ , no lo es en  $R(t)$ . Intuitivamente, esto se debe a la incertidumbre que existe en los precios del petróleo. Una mayor tasa de extracción  $R(t)$  no garantiza ingresos mayores, es posible que  $R(t)$  sea muy grande y el precio resulte muy por debajo de la media  $\mu$ . La aversión al riesgo representada por la forma de la función de utilidad, establece un límite en la tasa de extracción en cada periodo.

Figura 5. Funciones de utilidad en función del consumo y tasa de extracción.



(a): Utilidad en función del consumo para un  $t$  determinado.

(b): Utilidad en función de la tasa de extracción para un  $t$  determinado (equivalencia cierta).

El *Hamiltoniano* del problema de maximización es:



$$H = 1 - e^{-r[\mu R(t) - \frac{r}{2}\sigma^2 R(t)^2 - \bar{M}]} - \lambda(t)R(t).$$

Las condiciones necesarias para encontrar el control óptimo  $R(t)$  son:

$$H_R = 0,$$

$$\lambda'(t) = -H_X,$$

$$X'(t) = H_m,$$

$$\lambda(T) = 0,$$

Donde  $\lambda(t)$  es el multiplicador asociado a la restricción

$$X'(t) = -R(t),$$

Entonces, se obtiene que:

$$-e^{-r[\mu R(t) - \bar{M} - \sigma^2 R(t)^2]}[-r\mu + r^2\sigma^2 R(t)] = \lambda(t),$$

$$\lambda'(t) = 0 \text{ con } \lambda(T) = 0 \Rightarrow \lambda(t) = 0,$$

$$X'(t) = -R(t).$$

La solución al sistema anterior de 3 ecuaciones y 3 incógnitas permite encontrar la trayectoria óptima de extracción y la dinámica de las reservas, una vez que se ha permitido la intervención del sector privado. Se tiene entonces que:

$$R_M(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2},$$

$$X_M(t) = R_M(t)[T_M - t],$$

$$T_M = \frac{X_0^P}{R_M(t)},$$

$$c_M(t) = \frac{\mu^2}{r\sigma^2} - \bar{M},$$

con utilidad descontada:

$$V_M = T_M \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - \bar{M} \right]} \right).$$

(ii) Contrato de producción compartida:

Siguiendo el mismo procedimiento que en el tipo de contrato anterior se tiene:

$$R_\delta(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2(1-\delta)},$$

$$X_\delta(t) = R_\delta(t)[T_\delta - t],$$

$$T_\delta = \frac{X_0^P}{R_\delta(t)},$$

$$c_\delta(t) = (1-\delta) \frac{\mu^2}{r\sigma^2},$$

con utilidad descontada:

$$V_\delta = T_\delta \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} \right]} \right).$$

(iii) Del mismo modo, para el contrato de utilidad compartida tenemos:

$$R_\alpha(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2(1-\alpha)},$$

$$X_\alpha(t) = R_\alpha(t)[T_\alpha - t],$$

$$T_\alpha = \frac{X_0^P}{R_\alpha(t)},$$

$$c_\alpha(t) = (1 - \alpha) \left( \frac{\mu^2}{r\sigma^2} - K \right),$$

con utilidad descontada:

$$V_\delta = T_\alpha \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu}{r\sigma^2} - (1-\alpha)K \right]} \right).$$

## 5.2 Modelo en autarquía (A)

Bajo un esquema rígido, donde se extrae exactamente a tasa  $R(t) = \bar{R} \forall t \in [0, T]$  y un costo  $K(t) = \bar{K}$ , las reservas probadas tardarían  $T_A = X_0/\bar{R}$  en agotarse. La utilidad descontada es:

$$V_A = \int_0^{T_A} \left[ 1 - e^{-r \left[ \mu R(t) - \frac{r}{2} \sigma^2 (1-\alpha)^2 R(t)^2 - \bar{K} \right]} \right] dt = T_A \left( 1 - e^{-r \left[ \mu \bar{R} - \left( \frac{r}{2} \right) \sigma^2 \bar{R}^2 - \bar{K} \right]} \right).$$

La utilidad descontada no necesariamente es máxima si  $\bar{R} \leq R^*$ , donde  $R^*$  es la tasa de extracción óptima sin la limitación técnica  $R(t) = \bar{R}$ . Supongamos por simplicidad del modelo que en principio Pemex si cuenta con la tecnología para extraer al nivel  $R^*$  pero no para acceder a las reservas probables por falta de inversión en exploración y tecnología para extraer en aguas profundas. Utilizando el mismo procedimiento que en el problema con intervención privada tenemos que, en autarquía, la tasa de extracción óptima es:

$$R_A(t)^* = \frac{\mu}{r\sigma^2},$$

con nivel de utilidad en valor presente:

$$V_A = T_A \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - \bar{K} \right]} \right).$$

### 5.3 Comparación de los distintos contratos

Tabla 6: Resumen de resultados del modelo

Contrato ( $\alpha$ )	Trayectoria de extracción	Horizonte temporal	Trayectoria de consumo esperado	Utilidad valor presente
<b>Autarquía (A)</b>	$R_A(t)^* = \frac{\mu}{r\sigma^2}$	$T_A = \frac{X_0}{R_A(t)^*}$	$E c_A(t) = \frac{\mu^2}{r\sigma^2} - \bar{K}$	$V_A = T_A (1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - \bar{K} \right]})$
<b>De Servicios (M)</b>	$R_M(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2}$	$T_M = \frac{X_0^P}{R_M(t)}$	$E c_M(t) = \frac{\mu^2}{r\sigma^2} - \bar{M}$	$V_M = T_M (1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - \bar{M} \right]})$
<b>Producción compartida (<math>\delta</math>)</b>	$R_\delta(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2(1-\delta)}$	$T_\delta = \frac{X_0^P}{R_\delta(t)}$	$E c_\delta(t) = (1-\delta) \frac{\mu^2}{r\sigma^2}$	$V_\delta = T_\delta (1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} \right]})$
<b>Utilidad Compartida (<math>\alpha</math>)</b>	$R_\alpha(t) = \frac{\mu}{r\sigma^2(1-\alpha)}$	$T_\alpha = \frac{X_0^P}{R_\alpha(t)}$	$E c_\alpha(t) = (1-\alpha) \left( \frac{\mu^2}{r\sigma^2} - K \right)$	$V_\alpha = T_\alpha (1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - (1-\alpha)K \right]})$

En la Tabla 6 se muestra el resumen de los resultados obtenidos mediante el problema de optimización dinámica. En la siguiente sección se analizan los mismos con mayor detalle.

#### 5.3.1 Cambios en los parámetros

Bajo cualquier marco contractual se tiene que las tasas de extracción cumplen lo siguiente:

$$\frac{\partial R(t)}{\partial \mu} > 0,$$

$$\frac{\partial R(t)}{\partial \sigma^2} < 0.$$

Lo anterior indica que entre mayor es el precio medio  $\mu$ , existen mayores incentivos a producir a tasas elevadas, tal como una función de oferta típica. Por otra parte, a mayor varianza en los precios  $\sigma^2$ , las tasas de extracción son menores. Este resultado se debe a la forma de la función de utilidad, en la que se asume aversión al riesgo; es decir, a mayor varianza en los precios, el valor absoluto de la utilidad ganada si los precios son altos es menor a la utilidad perdida si los precios son bajos. El efecto del coeficiente de aversión al riesgo sobre la tasa de extracción es similar al de la varianza en los precios.

Por otra parte, tenemos que las tasas de extracción también cumplen que:

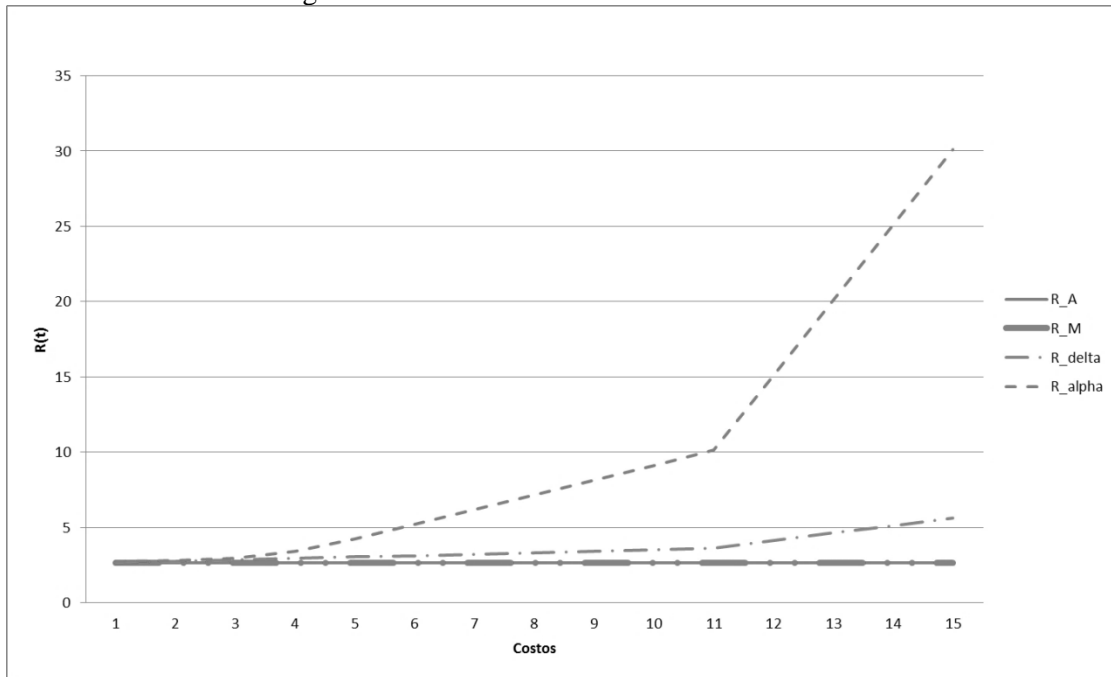
$$\frac{\partial R(t)}{\partial M} = 0,$$

$$\frac{\partial R(t)}{\partial \delta} > 0,$$

$$\frac{\partial R(t)}{\partial \alpha} > 0.$$

De donde se puede observar que el contrato de prestación de servicios (M) no distorsiona las tasas de extracción respecto a las del modelo en autarquía. Por otra parte, se tiene que los contratos de producción compartida ( $\delta$ ) y de utilidad compartida ( $\alpha$ ) sí son distorsionadores, es decir, a mayor  $\delta$  y a mayor  $\alpha$  se requiere extraer a tasas más elevadas.

Figura 6. Distorsiones en las tasas de extracción.



En la Figura 6 se observa que bajo el contrato de utilidad compartida la distorsión vía  $\alpha$ , que a su vez está determinada por los costos  $K$ , es máxima. Por otra parte, en el caso del contrato de prestación de servicios  $M$ , la distorsión es nula, teniendo tasas de extracción idénticas al del modelo en autarquía.

Los niveles de consumo esperado bajo los distintos contratos también sufren cambios respecto al modelo en autarquía. En el caso del contrato de prestación de servicios, el consumo esperado será igual en cada periodo al del modelo en autarquía siempre y cuando  $\bar{K} = K + \tilde{\pi}$ . Si los costos de Pemex  $\bar{K}$  son iguales a los de la empresa privada  $K$ , se tendrá un consumo esperado por periodo inferior en  $\tilde{\pi}$  unidades. Pero por otro lado, gracias al aumento en las reservas de  $X_0$  a  $X_0^P$ , el consumo por concepto de ingresos petroleros se realizara en un horizonte temporal más largo. Este es el *trade-off* entre ingresos fiscales por periodo y la expansión de la extracción de recursos a largo plazo. Por el contrario, si las empresas privadas son tan eficientes que  $\bar{K} \geq K + \tilde{\pi}$ , se tendrá tanto un nivel de consumo

esperado como un horizonte temporal mayores con participación privada que en autarquía. Los casos de los contratos tipo utilidad compartida y producción compartida son similares en el sentido de que es posible que se sacrifiquen rentas por periodo a cambio de una expansión en el horizonte de extracción.

### 5.3.2 Análisis de los contratos en términos de bienestar

En la presente sección se analizarán condiciones bajo las cuales es mejor, en términos de bienestar social, abrir la industria al sector privado y, de ser así, bajo cual contrato se logra el mayor bienestar. Este análisis comparativo se realizará partiendo de la siguiente definición:

**Definición 1.** Un esquema contractual  $a_1$  se considera mejor en términos de bienestar social que  $a_2$  si la utilidad descontada bajo la primera es mayor que bajo la segunda, esto es, si:

$$V_{a_1} \geq V_{a_2}, \quad a \in (A, M, \delta, \alpha).$$

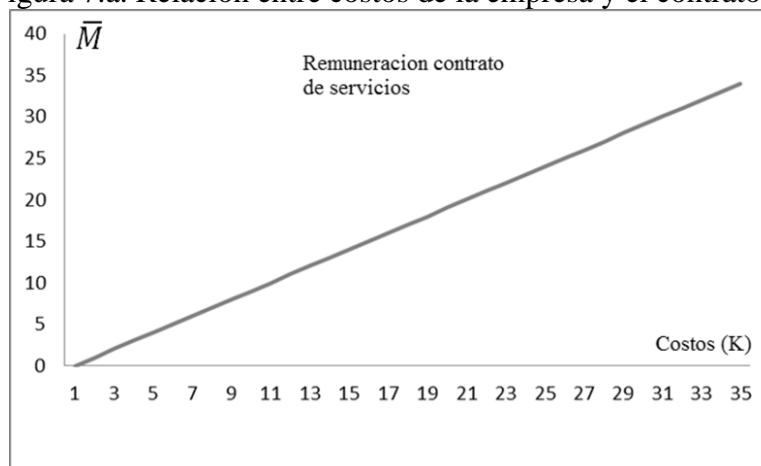
Como se ha mencionado anteriormente, la remuneración al agente privado participando en el sector debe ser tal que  $\pi(t) \geq \tilde{\pi}$  para todo tipo de contrato  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$ . Un caso interesante a analizar es aquel en el que la Secretaría de Energía propone los contratos  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$  de tal forma que la empresa privada (neutral al riesgo) obtiene beneficios  $E[\pi(t)] = \tilde{\pi}$  dadas las trayectorias óptimas. Esto es deseable, dado que si  $E[\pi(t)] > \tilde{\pi}$ , la SENER podría ajustar los contratos de tal forma que la empresa privada obtenga  $E[\pi(t)] - \epsilon \geq \tilde{\pi}$  y aun así siga aceptando el contrato; y como  $BT(t) = c(t) + \pi(t)$ , la disminución en los beneficios de la empresa privada implican un aumento en el consumo de la economía, mejorando así el bienestar social.

Supongamos que la SENER busca que la restricción  $E[\pi(t)] \geq \tilde{\pi}$  esté activa, en este caso, se cumple que se satisface con igualdad, esto es:

Contrato de servicios:

$$\begin{aligned}\bar{M} - K &= \tilde{\pi}, \\ \Rightarrow \bar{M} &= \tilde{\pi} + K.\end{aligned}$$

Figura 7.a. Relación entre costos de la empresa y el contrato M

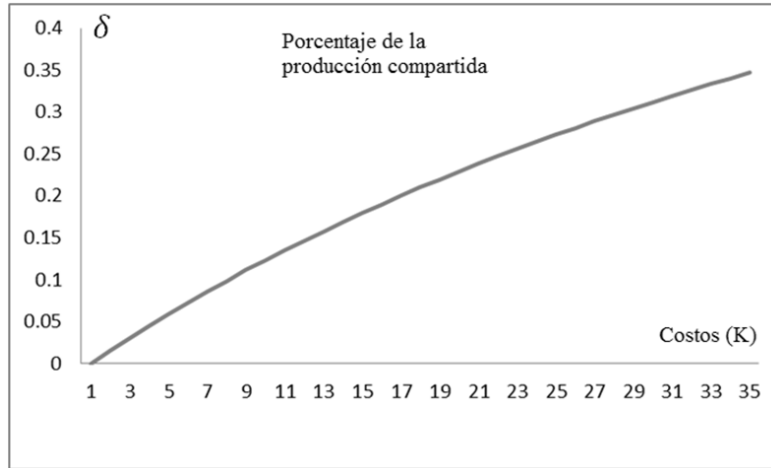


Contrato de producción compartida:

$$\begin{aligned}E[\pi(t)] &= E[P(t)\delta R(t)] = \tilde{\pi} \\ \Rightarrow \frac{\delta\mu^2}{r\sigma^2(1-\delta)} &= \tilde{\pi} \Rightarrow \delta = \frac{r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}{\mu^2 + r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}.\end{aligned}$$



Figura 7.b. Relación entre costos de la empresa y el contrato  $\delta$



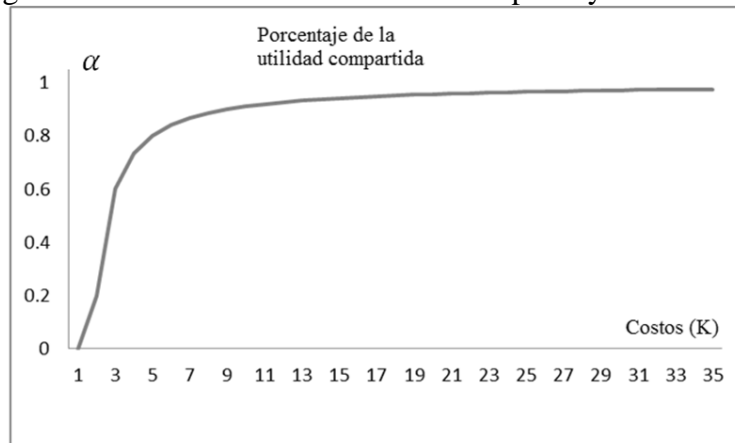
Contrato de utilidad compartida:

$$E[\alpha(P(t)R(t) - K)] = \tilde{\pi}$$

$$\Rightarrow \alpha \left( \frac{\mu^2}{r\sigma^2(1-\alpha)} \right) - \alpha K = \tilde{\pi}$$

$$\Rightarrow \alpha = \frac{-\left[\frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi}\right] + \sqrt{\left(\frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi}\right)^2 + 4K\tilde{\pi}}}{2K}$$

Figura 7.c. Relación entre costos de la empresa y el contrato  $\alpha$



Así, obtenemos los siguientes resultados:

**Proposición 1.** Si se establecen contratos tales que  $E[\pi(t)] = \tilde{\pi}$ , los contratos  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$  son monótonos crecientes en el nivel de costos  $K \geq 0$  de la empresa privada. Además, se cumple que  $\delta, \alpha \in (0,1)$ . Demostración: Ver Anexo 3. ■

De las expresiones anteriores se tiene que los contratos  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$  dependen de parámetros exógenos relacionados al precio del crudo  $(\mu, \sigma^2)$ , a la función de utilidad  $(r)$  y a la empresa privada como sus costos de producción  $(K)$  y el nivel de beneficios mínimo que requiere para participar en el sector petrolero nacional  $(\tilde{\pi})$ . Naturalmente, todos los contratos  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$  dependen positivamente del nivel de costos de la empresa privada, es decir, a mayores costos  $K$ , mayores tendrán que ser  $(\bar{M}, \alpha$  y  $\delta)$  para que se satisfaga  $\pi(t) \geq \tilde{\pi}$ . En las Figuras 7.a, 7.b y 7.c se observan estos resultados gráficamente.

**Proposición 2.** El contrato de producción compartida es mejor en términos de bienestar social que el de utilidad compartida para cualquier nivel de costos de la empresa privada. Esto es:  $V_\delta \geq V_\alpha \forall K \geq 0$ . Demostración: Ver Anexo 4.

■

La proposición 2 tiene una implicación importante para la intervención privada en el sector de hidrocarburos; no importa el nivel de costos de la empresa privada ganadora de la licitación, el contrato de utilidad compartida nunca será superior en términos de bienestar social que el de producción compartida, excluyéndolo así de los marcos contractuales posibles a ofrecer a las empresas ganadoras. El contrato de utilidad compartida necesariamente recorta el horizonte temporal respecto al de prestación de servicios ya que  $R_\alpha(t) \geq R_\delta(t) \forall t$  dadas las reservas  $X_0^P$ . Además, bajo el contrato de utilidad compartida

la empresa estatal tiene que cubrir parte de los costos del proyecto, teniendo así un impacto en la utilidad por periodo, situación que no ocurre bajo el contrato de producción compartida.

**Proposición 3.** Para valores de  $\bar{K}$  y  $\beta X_0^{Pbl}$  son lo suficientemente altos de tal forma que sea viable la participación privada, existe un intervalo de costos  $K \geq 0$  tal que:

(a) la participación privada en el sector hidrocarburos a través del contrato de prestación de servicios  $M$  es mejor que el contrato de producción compartida. Es decir  $V_M > V_\delta$ . Dicho intervalo es:

$$K \in (0, K_A),$$

(b) la participación privada en el sector hidrocarburos a través del contrato de producción compartida  $\delta$  es mejor que permanecer en el modelo en autarquía y que bajo el contrato de prestación de servicios. Es decir  $V_\delta > V_M$ . Dicho intervalo es:

$$K \in (K_A, K_B),$$

(c) Permanecer en autarquía es mejor que bajo cualquier contrato con empresas privadas. Es decir  $V_A > V_\delta$ . Dicho intervalo es:

$$K \in (K_B, \infty),$$

donde:

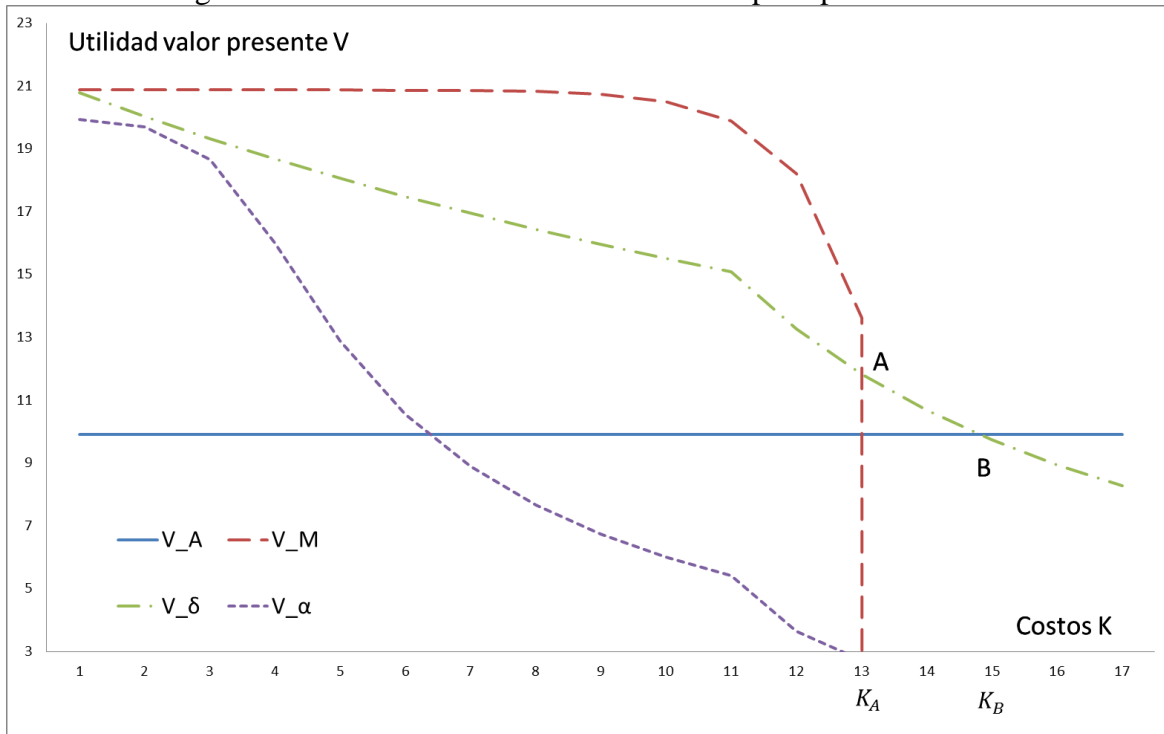
$$K_A = \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} + \frac{1}{r} \ln \left( 1 + \delta \left( 1 - e^{-r\frac{\mu^2}{2r\sigma^2}} \right) \right) - \tilde{\pi}$$

$$K_B = \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} + \frac{1}{r} \ln \left( 1 + \delta \left( 1 - e^{-r\frac{\mu^2}{2r\sigma^2}} \right) \right)$$

Note que ambas expresiones solo difieren en el término  $\tilde{\pi}$  y que  $K_A \leq K_B$ . ■

Gráficamente, las Proposiciones 2 y 3 lucen como en la Figura 8. En esta figura se muestra el valor presente de la utilidad  $V_{a_i}$ ,  $a_i \in \{A, M, \delta, \alpha\}$  para distintos niveles de costos de la empresa privada.

Figura 8. Utilidad en función de los costos  $K$  por tipo de contrato.



Nota. Valores de los parámetros utilizados:  $\mu = 10, \sigma = 3.8, X_0 = 13868, \beta = 0.5, X_0^p = 15721, r = 1, \pi = 0.1, \bar{K} = 12$

En la Figura 8 se observan las condiciones sobre los costos  $K$  mediante las cuales la intervención del sector privado en la industria petrolera nacional puede ser deseable en términos de bienestar de la economía. Si los costos de la empresa privada son tales que  $K \in (0, K_A]$ , la participación privada es deseable y el contrato de servicios es el que genera mayor nivel de utilidad para el país. Si los costos se encuentran en el intervalo  $K \in (K_A, K_B]$ , la participación privada sigue siendo deseable pero bajo el contrato de producción compartida. Si los costos son más altos que  $K_B$ , es mejor mantenerse bajo el modelo de

autarquía ya que el acceso a nuevas reservas no alcanza a compensar la remuneración a las empresas privadas debido a sus altos costos. En el nivel de costos  $K_A$  existe indiferencia entre los contratos  $M$  y  $\delta$ . En el nivel de costos  $K_B$  existe indiferencia entre trabajar con un contrato  $\delta$  y permanecer en el modelo de autarquía.

Además de los costos, naturalmente existen otros factores que pueden influir en la factibilidad de la entrada de privados, tal es el caso del nivel de reservas adicionales  $\beta X_0^{Pbl}$  al que se tendrá acceso una vez que entren al sector; esto se debe a que si la tasa de reposición es muy baja en presencia de privados, puede que no se alcance a compensar la pérdida de rentas por concepto de remuneraciones a empresas privadas. Asumiendo una tasa de reposición de reservas lo suficientemente alta (y homogénea entre las empresas participantes en la licitación), los costos de la empresa privada que gane la licitación se vuelven el factor determinante para decidir si se abre el sector o no.

## **5.5 Ronda Cero**

Según la propuesta de reforma energética, “Pemex tendrá en un periodo inicial el derecho de elegir los campos que desea explorar y explotar ("ronda cero"), cuyo alcance deberá determinar la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) conforme a la política pública que para tal efecto establezca la Secretaría de Energía”.

A continuación, se demostrará que en términos de bienestar social es mejor que Pemex elija en la ronda cero todos los yacimientos  $X_0$  y licite los  $X_0^{Pbl}$  dado un nivel de  $\beta$ . Sabemos que Pemex es capaz de extraer el crudo de las reservas  $X_0$  a un costo  $\bar{K}$  por periodo. Esto le genera al país una utilidad de:

$$V_A = T_A \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - \bar{K} \right]} \right).$$

Si se quisiera extraer las reservas  $X_0$  mediante un contrato de servicios, a un costo  $\bar{M} \geq \tilde{\pi} + K$ , esto generaría una utilidad a la economía de:

$$V_M = T_M \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu}{r\sigma^2} - \bar{M} \right]} \right),$$

y como  $T_A = T_M$  sin reposición de reservas, tenemos que:

$$V_A \geq V_M \Leftrightarrow \bar{M} \geq \bar{K}.$$

Es decir, la economía será indiferente entre un contrato de servicios y producir en autarquía si los costos son los mismos. Por otra parte, suponiendo  $\bar{M} = K + \tilde{\pi}$ , tenemos que:

$$V_M \geq V_A \Leftrightarrow \bar{K} \geq K + \tilde{\pi}.$$

Sin embargo, si los costos de Pemex ( $\bar{K}$ ) y los costos de la empresa privada ( $K$ ) son muy cercanos en cuanto a la producción en aguas someras, es posible que la condición  $\bar{K} \geq K + \tilde{\pi}$  no se satisfaga si  $\tilde{\pi} > 0$ . En otras palabras, si la empresa privada no es mucho más eficiente que Pemex para extraer reservas  $X_0$ , es mejor producir en autarquía ya que bajo un contrato de servicios habría que cubrir los mismos costos que en autarquía más el costo de oportunidad de la empresa privada  $\tilde{\pi}$ . En conclusión, Pemex debe elegir extraer las reservas  $X_0$  (aguas someras) en su totalidad en la ronda cero, es decir, aquellas en las que difícilmente se es menos eficiente que una empresa privada.

Por otra parte, dado que hemos asumido que Pemex no es capaz de recuperar las reservas tipo  $X_0^{Pbl}$  y que las reservas  $X_0$  serán seleccionadas en la ronda cero, es necesario determinar bajo qué relación contractual se van a extraer las reservas tipo  $X_0^{Pbl}$ . De la sección anterior, sabemos que el contrato de prestación de servicios es mejor que el de utilidad compartida para cualquier nivel de costos (Proposición 2). Sin embargo, por la Proposición 3, existe un nivel de costos de la empresa privada tal que el contrato de producción compartida es mejor que el de prestación de servicios.

Recordemos que solo una proporción  $\beta$  de las reservas tipo  $X_0^{Pbl}$  pueden ser recuperadas, esto es,  $E(X_0^P) = \beta X_0^{Pbl}$ . Supongamos que ni Pemex ni la empresa privada saben cuál será el verdadero nivel de costos una vez que cierta empresa haya ganado la licitación y se haya elaborado el contrato. El costo puede ser alto  $K_H$  con una probabilidad  $\gamma$  o bajo  $K_L$  con una probabilidad  $(1 - \gamma)$ . El nivel de costos dependerá de la dificultad que exista para recuperar la proporción  $\beta$  de las reservas  $X_0^{Pbl}$ .

Una posibilidad es que el nivel de costos  $K_L$  sea tal que se esté por debajo del umbral  $K_A$  y que  $K_H$  esté entre  $K_A$  y  $K_B$ . En este escenario, el contrato óptimo depende del nivel de incertidumbre que existe en los costos de la empresa para recuperar reservas probables. Este riesgo es compartido por Pemex y las empresas privadas dependiendo del valor del parámetro  $\gamma$ . El nivel de costos que Pemex podría tomar en cuenta al elaborar el contrato es:  $E(K) = \gamma K_H + (1 - \gamma)K_L$  y la licitación la ganaría la empresa tal que el valor de  $E(K)$  sea el más bajo (en este sentido la CNH es neutral al riesgo). Si  $\gamma$  es muy alta, la recuperación de reservas es muy riesgosa y Pemex comparte riesgos con la empresa privada mediante un contrato de producción compartida, en este caso  $K \rightarrow K_H \in (K_A, K_B)$  si  $\gamma \rightarrow 1$ . Por otra parte, si  $\gamma$  es baja, no existen grandes riesgos para Pemex ni para la empresa

privada y el contrato más eficiente es el de prestación de servicios, esto es,  $K \rightarrow K_L < K_A$  cuando  $\gamma \rightarrow 0$ . La intuición anterior se observa en la Figura 9.

Figura 9. Utilidad en función de los costos  $K$  por tipo de contrato con incertidumbre en  $K$ .

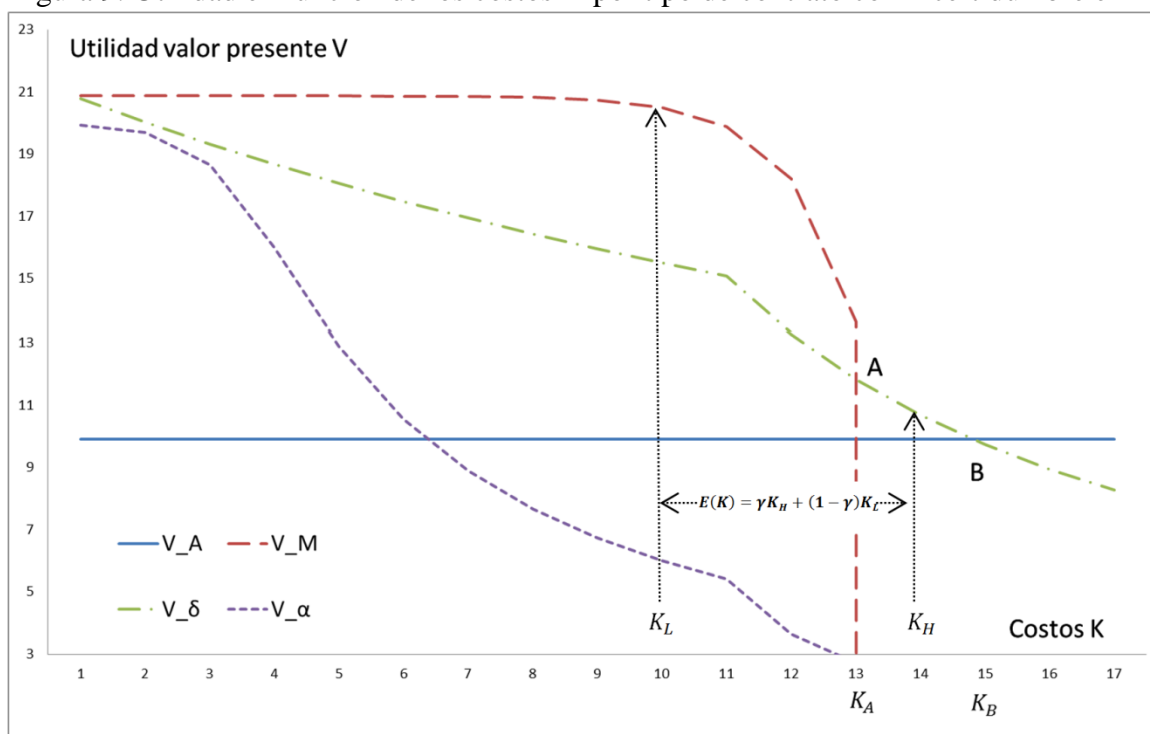


Tabla 7. Casos posibles en la incertidumbre de los costos.

	$E(K) = K_G$	$E(K) = K_P$
$K_H - K_L \gg 0$	Caso menos deseable. Posiblemente es mejor Autarquía.	Posiblemente contrato de prestación de servicios.
$K_H - K_L > 0$	Posiblemente contrato de producción compartida.	Caso Ideal. Contrato de prestación de servicios.

En la Tabla 7 se resume la intuición sobre la incertidumbre en los costos asociados a la empresa privada. Arriba a la derecha es el caso en que el costo más alto posible  $K_H$  es muy elevado respecto al más bajo posible y además el costo esperado  $E(K) = K_G$  es muy grande; este escenario es el menos deseable ya que posiblemente se estaría trabajando en el



límite entre viabilidad o no de la intervención privada, es decir, cerca del punto B de la Figura 9; donde se corre un alto riesgo de que el costo realizado termine siendo perjudicial para el país. El caso de abajo a la derecha resulta el ideal, en que los niveles de costos posibles no están muy dispersos y además, la esperanza del costo es baja. En este escenario es prácticamente definitivo que la intervención privada es benéfica para la economía y el contrato ideal es el de prestación de servicios. Esto se debe a que la baja dispersión de los niveles de costos agrega certidumbre al proyecto y Pemex no se ve forzado a otorgar un contrato de incentivos. Los dos casos restantes presentan un poco más de ambigüedad sobre el grado de factibilidad de permitir intervención privada en el sector.

## **6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO**

En este trabajo se demostró que la apertura del sector de hidrocarburos en México puede ser benéfica para el país en tanto se cumplan ciertas condiciones sobre las empresas privadas que deseen entrar al sector. Principalmente, se requiere que las empresas que participen en las licitaciones sean muy eficientes en actividades de extracción; y además, que sean capaces de lograr tasas de reposición de reservas tales que los nuevos yacimientos explotables compensen las rentas que el estado deje de percibir por concepto de remuneraciones a privados.

Puesto que para México es muy importante el tema de ingresos fiscales vía producción de hidrocarburos, resulta interesante analizar si el aumento en la producción y la reposición de reservas logran compensar la pérdida de rentas por remuneración a las empresas. Como se demuestra en este trabajo, un requisito necesario para la apertura del sector es el descubrimiento sustancial de nuevas reservas (las ya conocidas, resulta mejor si las sigue explotando Pemex a través de la llamada Ronda Cero). El aumento en el consumo

esperado por periodo no es un requisito necesario; es posible que, incluso, sea menor con participación privada en cada periodo pero que la expansión en el horizonte temporal compense dicha pérdida. En el mejor de los casos las empresas privadas podrían ser más eficientes (respecto a Pemex) que ambas, la tasa de extracción y de reposición, sean mayores por periodo, implicando un mayor consumo esperado en cada  $t$  y un horizonte más amplio.

Una vez definida la conveniencia de la participación privada, el tema relevante es el marco contractual. En este trabajo se demostró que los contratos de prestación de servicios y de producción compartida son los que generan niveles de bienestar superiores. La elección del contrato se define en función de los costos. El nivel de costos dependerá del nivel de dificultad de extracción de los yacimientos. Naturalmente existe incertidumbre sobre los yacimientos que se traduce en incertidumbre sobre los costos. Si el riesgo de incurrir en costos altos es muy elevado, el contrato que produce mayor bienestar para la economía es el de producción compartida. Si, por el contrario, hay poca incertidumbre sobre los costos y además se espera que estos sean bajos, el mejor contrato es el de prestación de servicios.

Más allá de las características técnicas de las empresas privadas, existen otras variables de suma importancia a considerar y que no fueron consideradas en este trabajo. Un ejemplo es la calidad institucional. De acuerdo a Mehlum et al. (2006), la calidad institucional es decisiva para la existencia de la “maldición de los recursos” (o *Dutch Disease*); es decir, países con un estado de derecho fuerte, que respete los contratos, con bajo riesgo de expropiación y bajos niveles de corrupción puede experimentar crecimiento económico gracias a la posesión de recursos naturales. El Estado mexicano debe entonces

fortalecer su capacidad regulatoria y burocrática para obtener beneficios de la participación privada en su sector de hidrocarburos, tanto en lo que respecta a la percepción de ingresos fiscales como a los efectos de derrame sobre el resto de la economía.

En cuanto a las limitaciones de este trabajo, una de las más importantes es el supuesto de monitoreo perfecto por parte de las agencias reguladoras del país. En un modelo más aproximado a la realidad, es necesario tratar con los problemas de riesgo moral y selección adversa asociados a la elección de las empresas en las licitaciones y a las acciones que la empresa ganadora tomará una vez que inicie operaciones bajo un contrato determinado.

Por otra parte, se asume que todo el poder de negociación es de la paraestatal independientemente del contrato. Este supuesto puede ser fuerte puesto que implica que a la empresa privada se le remuneran solamente sus costos (incluyendo el de oportunidad), los cual, aunado al supuesto de monitoreo perfecto, impide toda apropiación adicional de rentas por parte de las empresas privadas; esto las coloca en una situación de indiferencia entre invertir en el país o llevar el capital a otro lugar.

Otra limitación importante es la forma particular de la función de utilidad. Algunas implicaciones importantes del modelo dependen en gran parte del supuesto de función tipo CARA. Primero, la transformación de la función de utilidad en términos del precio estocástico  $P(t)$  a una en función de la equivalencia cierta en términos de  $(\mu, \sigma^2)$  genera un punto de saciedad (ver Figura 3) en el cual la tasa de extracción genera la utilidad máxima por periodo; limitando así la extracción de hidrocarburos independientemente de la capacidad tecnológica y los requerimientos fiscales. En la práctica, el precio del petróleo

puede ser volátil pero con alguna deriva (al alza como en los últimos 10 años) o bien, manipulable gracias a la existencia de cárteles como la OPEP.

Finalmente, resultaría interesante estimar mediante datos reales los costos  $K$  tanto de Pemex como de las empresas privadas; además, los beneficios  $\tilde{\pi}$  de estas últimas y los parámetros asociados a los precios  $(\mu, \sigma^2)$ . Lo anterior para realizar un cálculo basado en el modelo de las tasas de extracción, el horizonte de planeación y el bienestar de la economía según los contratos posibles con las empresas privadas. Además, se podrían calcular los umbrales  $K_A$  y  $K_B$  que indican cuando es mejor permanecer en autarquía o seleccionar uno u otro contrato.

## Anexo 1

Note que:

$$E e^{-\rho t} [-e^{-rc(t)}] = E e^{-\rho t} [-e^{-r[(1-\alpha)P(t)R(t)-\bar{M}]}] = -e^{-\rho t} e^{-r[-\bar{M}]} E e^{-r[(1-\alpha)P(t)R(t)]}$$

Definamos  $y(t) = (1 - \alpha)P(t)R(t)$ , entonces,

$$y(t) \sim N((1 - \alpha)\mu R(t), \sigma^2(1 - \alpha)^2 R(t)^2)$$

Utilizando la función generadora de momentos:

$$E e^{-ry(t)} = e^{-r(E[y(t)] - \frac{r}{2}\text{Var}[y(t)])} = e^{-r[(1-\alpha)\mu R(t) - \frac{r}{2}\sigma^2(1-\alpha)^2 R(t)^2]}$$

## Anexo 2

$X_0 = \beta_1 X_0^{Pb}$  : Reservas “1P” (probadas) recuperables, donde  $\beta_1$  es la probabilidad de recuperar las reservas probadas  $X_0^{Pb}$ . Con  $\beta_1 > 0.9$ .

$\tilde{X} = \beta_2 [X_0^{Pb} + X_0^{Pl}]$  : Reservas “2P” (probadas más probables) recuperables, donde  $\beta_2$  es la probabilidad de recuperar las reservas “2P”  $X_0^{Pb} + X_0^{Pl}$ . Con  $\beta_2 > 0.5$ .

$\tilde{X} = \beta_1 X_0^{Pb} + \beta_3 X_0^{Pl}$  : Reservas “2P” (probadas más probables) recuperables, donde  $\beta_3$  es la probabilidad de recuperar las reservas probables  $X_0^{Pl}$ . Donde  $\beta_3$  es desconocida.

Resolviendo para  $\beta_3$  mediante las tres definiciones anteriores se tiene que:

$$\beta_3 = \beta_2 - [\beta_1 - \beta_2] \frac{X_0^{Pb}}{X_0^{Pl}}$$

En el texto,  $\beta_3$  aparece simplemente como  $\beta$  y se asume  $\beta_1 = 1$ .

### Anexo 3

De las expresiones

$$\delta = \frac{r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}{\mu^2 + r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}$$

$$\alpha = \frac{-\left[\frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi}\right] + \sqrt{\left(\frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi}\right)^2 + 4K\tilde{\pi}}}{2K}$$

Se tiene que  $\alpha, \delta \in (0,1)$  y  $\frac{\partial \delta}{\partial K}, \frac{\partial \alpha}{\partial K} > 0$

DEMO:

$$\delta = \frac{r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}{\mu^2 + r\sigma^2(K + \tilde{\pi})}$$

Note primero que:

$$\frac{\partial \delta}{\partial K} = \frac{\mu^2}{\mu^2 + r\sigma^2(K + \tilde{\pi})} > 0, \forall K$$

Es decir,  $\delta$  es monótona creciente en  $K \geq 0$ .

Luego,

$$\lim_{K \rightarrow 0} \delta = \frac{r\sigma^2\tilde{\pi}}{\mu^2 + r\sigma^2\tilde{\pi}} \in (0,1)$$

$$\lim_{K \rightarrow \infty} \delta = 1$$

$$\Rightarrow \delta \in (0,1) \forall K \geq 0$$

Por otra parte, note primero que:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial K} = \frac{2K \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi} \right)^2 + 4K\tilde{\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \left( 2 \left( -\frac{\mu}{r\sigma^2} + K - \tilde{\pi} \right) + 4\tilde{\pi} \right) \right] + 2 \left( \left[ \frac{-\mu}{r\sigma^2} + K - \tilde{\pi} \right] + \sqrt{\left( \frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi} \right)^2 + 4K\tilde{\pi}} \right)}{4K^2} > 0 \quad \forall K$$

Es decir,  $\alpha$  es monótona creciente en  $K \geq 0$ .

Luego,

$$\begin{aligned} \lim_{K \rightarrow \infty} \alpha &= \lim_{K \rightarrow \infty} - \left[ \frac{\mu}{2Kr\sigma^2} - \frac{1}{2} + \frac{\tilde{\pi}}{2K} \right] + \sqrt{\left( \frac{\mu}{2Kr\sigma^2} - \frac{1}{2} + \frac{\tilde{\pi}}{2K} \right)^2 + \frac{\tilde{\pi}}{K}} \\ &= \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4}} = 1 \end{aligned}$$

Por regla de L'Hôpital:

$$\begin{aligned} \lim_{K \rightarrow 0} \alpha &= \lim_{K \rightarrow 0} \frac{\frac{\partial}{\partial K} \left( - \left[ \frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi} \right] + \sqrt{\left( \frac{\mu}{r\sigma^2} - K + \tilde{\pi} \right)^2 + 4K\tilde{\pi}} \right)}{\frac{\partial}{\partial K} (2K)} = \frac{2\pi r\sigma^2}{\mu + \pi r\sigma^2} \\ &= \frac{\pi r\sigma^2}{\mu + \pi r\sigma^2} \in (0,1) \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \alpha \in (0,1) \quad \forall K \geq 0$$

#### Anexo 4

$$V_\delta \geq V_\alpha \quad \forall K \geq 0$$

$$\text{si y solo si } (1 - \delta) \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} \right]} \right) \geq (1 - \alpha) \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - (1-\alpha)K \right]} \right),$$

$$\text{Donde } \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} \right]} \right) \geq \left( 1 - e^{-r \left[ \frac{\mu^2}{2r\sigma^2} - (1-\alpha)K \right]} \right)$$

Entonces, basta que:

$$\alpha \geq \delta$$

y sabemos que:

$$\lim_{K \rightarrow 0} \alpha = \frac{\pi r \sigma^2}{\mu + \pi r \sigma^2},$$

$$\lim_{K \rightarrow 0} \delta = \frac{r \sigma^2 \tilde{\pi}}{\mu^2 + r \sigma^2 \tilde{\pi}}$$

Lo que implica que si  $K \rightarrow 0, \Rightarrow \alpha > \delta$

Y, además:

$$\frac{\partial \alpha}{\partial K} > \frac{\partial \delta}{\partial K} > 0 \quad \forall K$$

entonces siempre que  $V_\delta \geq V_\alpha$ .



## Bibliografía

- Arrow, K. y Chang, S. “Optimal Pricing, Use, and Exploration of Uncertain Natural Resource Stocks”. *Journal of Environmental Economics And Management*, 1982.
- Carreón, V., Grunstein, M. “Pemex: ¿la no empresa de todos los mexicanos? Por qué Pemex no es una verdadera “empresa pública” y por qué debe serlo”. *Revista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública*, CESOP, 2012.
- Conrad, Jon M. *Resource economics*. Library of Congress, 2010.
- Gamboa Montejano, C. “Evolución del marco jurídico de Pemex: principales ordenamientos legales que lo han regido”. Centro de Documentación, Información y Análisis, 2008
- IMCO A.C. “*Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI*”. Instituto Mexicano para la Competitividad A.C., 2013.
- Kamien, M., Schwartz, N. *Dynamic Optimization, Second Edition: The Calculus of Variations and Optimal Control in Economics and Management*. Dover Books on Mathematics, 1991.
- Likosky, M. *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*. “Transnational Corporations”, Vol. 18, No. 1 (April 2009).
- Mahlum, H., Moene, K., Torvik, R. *Institutions and the Resource Curse*. *Economic Journal*, 116:508.
- Rodríguez, Arnulfo. Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018. Análisis económico BBVA
- Rousseau, I. “Las transformaciones de la política de hidrocarburos en México en el contexto de la transición democrática. Esquemas organizacionales y estrategias de actores (1989-2004)”. Trabajo presentado en el Foro Internacional, vol. XLVI, núm. 1, 2006, pp. 21-50, El Colegio de México enero-marzo, 2006.
- Secretaría de Energía. “Ronda Cero”
- <http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/9213.html> (Fecha de consulta: 3 de Abril de 2014)

Sweeney, J. *Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction*. Stanford University. October 15, 1992.

Withagen, C. "The optimal exploitation of exhaustible resources, a survey". *De Economist* 129, Nr 4, 1981.

Petróleos Mexicanos. "Anuario estadístico Pemex, 2013", Dirección Corporativa de Finanzas, 2013.