



SENADO DE LA REPÚBLICA

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS EN MÉXICO

El presente estudio no necesariamente refleja el punto de vista del IILSEN ni del Senado de la República, y es responsabilidad de quien firma su autoría.

NOVIEMBRE DE 2007

C O N T E N I D O

PAG

Presentación

4

I. Situación Actual

6

1. Reservas, Producción y Exportación/Importación de Crudo, Gas Natural y Petroquímicos
2. Aspectos Fiscales, Financieros y Laborales

6

8

II. Análisis del Entorno Mundial

11

3. Producción y Consumo de Hidrocarburos
4. Reservas Mundiales, Distribución y Tendencias
5. Las Tendencias Actuales de Reestructuración de la Industria
6. Modelos Exitosos y Mejores Prácticas
 - 6.1. El Modelo Noruego. Sus Características Principales
 - 6.2. El Modelo Canadiense
 - 6.3. El Proceso de Transformación de la Industria Brasileña de Hidrocarburos

11

13

13

17

17

19

21

III. Indicadores Comparativos.

26

IV. Perspectivas

33

7. Impactos Esperados del Cambio en el Régimen Fiscal

33

8. Visiones sobre el Futuro de PEMEX	34
8.1. La Posición Apremiante o de Emergencia	34
8.2. El Proyecto Alternativo para Rescatar y Desarrollar el Sector Energético	36
8.3. Propuesta Modernizadora de Seguridad y Soberanía Energética del GPPRI	37

Uno de los temas primordiales de la agenda pública es el que se refiere a la producción y comercialización de la energía de origen fósil y la proveniente de recursos renovables, asunto que ocupa y preocupa al Ejecutivo, el Legislativo y los más diversos sectores de la sociedad, en la perspectiva de dar racionalidad al uso y aprovechamiento de recursos para asegurar sustentabilidad al desarrollo.

La situación actual y futura de los hidrocarburos, ha cobrado relevancia, de frente al informe presentado por la Dirección General de PEMEX correspondiente al año 2006, en el que se destacan la frágil situación financiera, fiscal y laboral de la Paraestatal; un agotamiento acelerado de las reservas probadas, muy por arriba de las previsiones de hace solo unos pocos años; y las cuantiosas inversiones que serán necesarias para su restitución, dada la complejidad que implica la exploración y explotación de las reservas potenciales en aguas profundas, y las reservas posibles en el paleocanal de Chicontepec.

El Instituto de Investigaciones Legislativas del Senado (**IILSEN**), en cumplimiento de sus objetivos de elaborar investigaciones y estudios relacionados con las facultades y competencias del H. Senado de la República, y de proporcionar información oportuna a la labor parlamentaria, ha preparado el presente documento. En él se da cuenta de manera sucinta y sistematizada de la situación actual de los hidrocarburos en México y en el mundo, las principales tendencias sobre mejores prácticas tecnológicas y de gestión, con sustento en diversos índices comparativos entre países productores y compañías en el negocio. Asimismo y conforme a las perspectivas que se avizoran, se apuntan líneas para una posible reorientación de la industria.

Espera así, el IILSEN, contribuir a un debate documentado y a apoyar la toma de decisiones en esta materia.

I. Situación Actual

El último informe presentado por PEMEX¹, da cuenta de la fragilidad operativa en que se encuentran la institución y los hidrocarburos en México. Problemáticas como la sobreexplotación fiscal de la empresa, sobreendeudamiento, insuficiencia en mantenimiento, un oneroso contrato colectivo de trabajo, incipiente inversión en petroquímica y obsolescencia de la flota petrolera se reflejan en indicadores como los que a continuación se detallan.

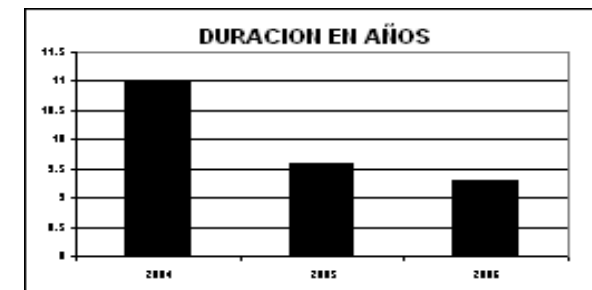
1. Reservas, Producción y Exportación/Importación de Crudo, Gas Natural y Petroquímicos

- En solo 6 años (de 2001 a fines de 2006) se registró una disminución de 54.5% de las reservas probadas de crudo al pasar de 32.6 miles de millones de barriles (MMB) a 15.5². De dicho porcentaje, el 6.2% corresponde a la merma entre 2005 y 2006, equivalente a 955 millones. Aún así, México ocupa el 15° lugar en reservas probadas;
- La reducción acelerada en reservas probadas hizo que su vida útil en esos 6 años disminuyera de 24 a 9.3 años. Tan solo entre 2005 y 2006 la estimación de su vida útil pasó de 9.6 a 9.3 años;

AÑO	Existencias en MMB
2004	17.6
2005	16.5
2006	15.5



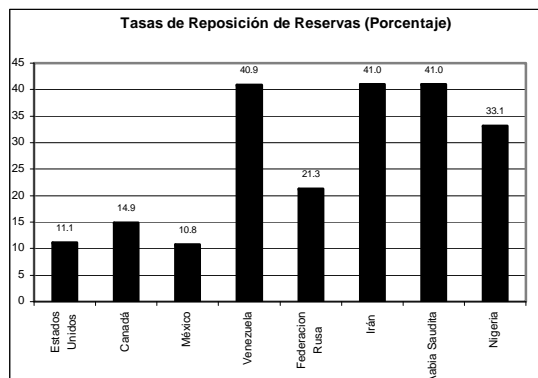
Año de Estimación	Estimación en años
2004	11
2005	9.6
2006	9.3



¹ Véase PEMEX. Informe Anual 2006.

² Algunos analistas como el Dr. Rogelio Gasca Neri sitúan en solo 11 mil millones las reservas probadas, según los criterios de la Securities and Exchange Commission (SEC) a cuyas reglas tiene que apegarse PEMEX para acceder a mercados financieros internacionales.

- Si además de las reservas probadas pudieran explotarse las probables, estimadas en 15.2 MMB harían un total de 30.7, con lo que se tendría crudo para 19 años³;
- Ligero aumento en tasa de restitución de crudo al pasar de 26 al 41% entre 2005 y 2006, aún lejos de la meta de 100%;



- Sin embargo, según un estudio de la British Petroleum dicha tasa estaría sobreestimada. Sitúa ésta para México en solo 10.8%, como se aprecia en la gráfica;
 - Declinación progresiva del yacimiento de Cantarell (tan solo entre 2005 y 2006 mermó su producción en un 12%), sin posibilidad de sustitución inmediata de esta fuente, pese a campos recientemente descubiertos;
 - Reducción sostenida de producción y exportaciones de crudo en los últimos 3 años, al pasar de 3.4 y 1.9 millones de barriles diarios (MB/d) en 2004 respectivamente, a 3.2 y 1.88 en el año 2006; es decir, 5.6 y 4.1% de reducción; para el presente año se prevé una baja en la plataforma de producción en 100 mil barriles, para situarse en 3.1 MB/d y una merma por igual cantidad en los niveles de exportación para quedar en 1.7 (MB/d), según proyecciones de PEMEX y la SENER.
- Excedentes petroleros por exportación de crudo acumulados en los últimos 6 años por 269 mil millones de pesos, sin correspondencia con los niveles efectivos de inversión en el período⁴;
 - Aumento de 175% en el mismo período de los costos de descubrimiento y desarrollo al pasar de 2.65 a 7.30 Dólares;

¹ Estarían adicionalmente las reservas posibles, por alrededor de otros 15 mil MB, aunque la probabilidad de explotación de éstas es solo del 10%. Véase **LAJOUS** Adrián: "México: producción y reservas de petróleo y gas natural". Observatorio Ciudadano de Energía, A. C. 15 de enero de 2007.

⁴ Alrededor de 100 mil millones cuya fiscalización se dificulta, se habrían canalizado como participaciones a las entidades federativas; en tanto que el resto habría sido utilizado por Hacienda para amortización de deuda pública y en gasto corriente.

- Importación de un 18% para el abasto interno de gas natural pese a reciente repunte en la producción de un 11% entre 2005 y 2006, al haber pasado ésta, de 4,825 millones de pies cúbicos diarios en promedio, a 5,356;
- Las reservas de gas sin embargo, redujeron su expectativa de duración en 13 años, de 24 a 11, al pasar en el período, de 55.5 mil millones de pies cúbicos a 48.6. Hasta el momento, pese a la fuerte inversión en la Cuenca de Burgos, las expectativas de incremento no se han cumplido, en tanto que la producción derivada de los 7 Contratos de Servicios Múltiples ha sido marginal en este renglón;
- Insuficiencia en refinación de gasolinas hasta en un 40% que tiene que importarse: 4 de cada 10 litros que se consumen;
- Déficit crónico en balanza de petroquímica que alcanzó los 7 mil millones de Dólares en 2006, pese a ligero repunte en la producción respecto a 2005 al haber pasado ésta, de 6,218 a 6,572 toneladas en el período;
- Tasas lejanas al 100% en materia de gas natural y aceites crudos situadas en 49 y 36% respectivamente;

2. Aspectos Fiscales, Financieros y Laborales

- Al tercer trimestre de 2007 la deuda consolidada de PEMEX asciende a 538 mil millones de pesos, 89 % de los cuales, corresponden al financiamiento obtenido por la vía de Pidiregas;
- Continúa el incremento progresivo del pasivo laboral, correspondiente en su gran mayoría al régimen de pensiones y jubilaciones, siendo a septiembre de este años del orden los 504 mil millones lo que representa un aumento de 47 mil millones de pesos entre enero y septiembre de 2008;
- Sumados ambos rubros superan el billón de pesos lo que sitúa a PEMEX como la empresa en su género, con mayores pasivos a nivel internacional. Su monto, sumado a otros pasivos de la empresa es el equivalente al 95% de su patrimonio;
- La plantilla laboral asciende a 145 mil trabajadores muy por arriba de otras empresas en su género, lo que repercute en sus niveles de resultados y productividad;

- Aunque en los últimos 6 años prácticamente se duplicó el monto de inversión en exploración respecto al período de 1995-2005 para situarse en 68 mil millones de pesos a razón de 11 mil 300 millones promedio por año, ha resultado insuficiente, habiéndose privilegiado la producción de crudo, en detrimento de la de gas y productos refinados, así como de la inversión en investigación y nuevas tecnologías;
- Un incremento cercano al 100% en el costo de extracción entre 2000 y 2006 al haber pasado de 2.20 a 4.17 Dólares por barril⁵. Siendo en la actualidad un costo competitivo a nivel internacional, se espera que pronto deje de serlo, en la medida en que, con el agotamiento de Cantarell, tenga que recurrirse a la exploración y explotación de yacimientos con mayores complejidades (mayores profundidades, crudo pesado, yacimientos de baja permeabilidad, mayor producción de agua, etc.);
- Agotamiento del esquema de financiamiento vía Pidiregas, por el monto acumulado; por los compromisos en puerta para cubrir los créditos en los siguientes años; por la sobretasa de interés de hasta 2.5% respecto a otro tipo de créditos internacionales; y por la no asunción de riesgos compartidos en este tipo de créditos;
- Una pesada carga fiscal, equivalente en 2006 al 55.2% de las ventas totales de PEMEX, o bien, al 96.1% de sus utilidades después de impuestos⁶, lo que representa el 37.5% de los ingresos tributarios del Gobierno Federal. Seguirá siendo gravosa aún con las recientes reformas a la Ley de derechos que permitirán a PEMEX disponer de 29 mil millones de pesos adicionales.
- Necesidades crecientes de inversión para cerrar la brecha entre la no realizada en producción de gas y petroquímica y en investigación y desarrollo; pero sobre todo para hacer frente a tareas de exploración más costosas que permitan concretar las reservas probables en probadas, por su mayor complejidad de explotación.

⁵ Algunos analistas señalan que hacia finales de 2007 el costo promedio de producción se habría incrementado a 9 Dólares por barril. Véase ROJAS Francisco, "El dilema de PEMEX", El Universal, 9 noviembre de 2007: "Existen cálculos de que el costo real de extracción actual por barril se acerca a los nueve dólares, que el crudo de Chicontepec y de los campos maduros se acercará a los 15 dólares por barril y que el de aguas profundas no será menor a los 25 dólares.

⁶ De hecho es el primer año en los últimos 6, en que obtiene utilidad por 3.9% sobre sus ventas: 42.5 miles de millones sobre 1.06 billones, frente a pérdidas de 26.3 y 79.4 miles de millones en 2004 y 2005 respectivamente.

Cálculos conservadores⁷ indican que, solo para mantener los actuales niveles de producción de crudo y avanzar en autosuficiencia de gas, refinados y petroquímicos, se requerirían inversiones al año del orden de los 23 mil millones de Dólares ante a los 11 mil que en promedio se han venido canalizando, según la siguiente distribución:

• 3 mil millones de Dólares anuales adicionales a los 11 mil actuales en crudo	14,000
• 2 mil millones de Dólares anuales para explotaciones adicionales de gas no asociado	2,000
• 2 refinerías a 5 mil millones cada una para amortizarse en 4 años ⁸	2,500
• 2 complejos petroquímicos de gran tamaño: 5,000 millones cada uno para amortizarse en 4 años	2,500
• 2 mil millones de Dólares adicionales para mantenimiento de ductos	2,000
Necesidad anual de inversión	23,000 mdd.

- En un horizonte más largo, tan solo para explorar y explotar la totalidad de reservas –entre probadas, probables y posibles- de alrededor de 50 mil millones de barriles, calculándolas conservadoramente a 10 Dólares por barril, se requerirían inversiones del orden de los 500 mil millones⁹, más del 45% del PIB actual o 2 veces el PEF para 2008.

⁷ Véase SHIELDS, David. "La Reforma Petrolera", Ed. Planeta, 2006.

⁸ Ello en caso de que se optara por la construcción de nuevas refinerías. Si se optara por la ampliación y modernización de las existentes, como parece ser la tendencia mundial, las erogaciones para ello serían por montos similares de recursos.

⁹ En un 66% se trata de reservas en yacimientos bajo aguas profundas con tirantes de agua de entre 1,500 y 2,500 metros para las que PEMEX no cuenta con tecnología, ni existe en el mercado, tratándose de negocios de alto riesgo geológico, técnico y financiero que tendría que compartirse. Estos desarrollos podrían llevar 10 años para comenzar a producir. Véase **ESTRADA**, E. Javier, "Hacia un esquema para el Desarrollo en Aguas Profundas". Debate en Energía, julio 2006. Al respecto la Secretaría de Energía informa (Reforma, 24 de marzo) que se trata de 55 mil millones de barriles, 38% de los cuales se encuentra en aguas profundas, que se requeriría la perforación de 20 pozos a un costo cada uno de 150 millones de Dólares, requiriéndose 3 mil millones adicionales para ponerlos a producir, y que solo uno de cada 10 produce crudo.

II. Análisis del Entorno Mundial

Conforme a diversos estudios se prevé en una perspectiva de mediano y largo plazos que continúe el descenso de reservas de petróleo a nivel mundial, una elevación sostenida de los precios y un eventual exacerbamiento de conflictos geopolíticos como algunos de los que ya se presentan.

Al tiempo que grandes consumidores de petróleo como EEUU, Europa Occidental y, crecientemente China e India, ven en el aseguramiento de reservas dentro y fuera de sus fronteras un asunto de seguridad estratégica comercial, política y militar¹⁰, también los países productores –en su gran mayoría no pertenecientes a la OCDE- y situados en el Sur y en el Este- encaran la situación desde una perspectiva de seguridad nacional.

Así, despliegan estrategias para prolongar la vida útil de sus reservas y agregar valor a su producción mediante más investigación en exploración, explotación, innovación y desarrollo de nuevas tecnologías, aprovechando la coyuntura actual del predominio de los productores en el mercado. En los siguientes párrafos se da cuenta del panorama y las principales tendencias que se presentan en el entorno internacional.

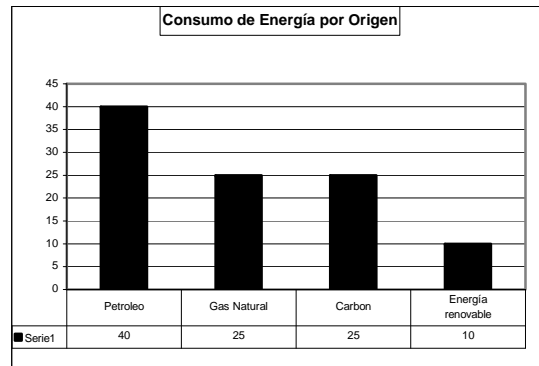
3. Producción y Consumo de Hidrocarburos

- Del total de energía que se consume los energéticos de origen fósil significan un 90%. De éstos, el 40% corresponde a petróleo, siguiéndole en importancia el gas natural y el carbón con 25% cada uno¹¹; en tanto que el 10% restante está conformada por energía de origen renovable;
- La demanda diaria de petróleo asciende a 80 millones de barriles (MB/d) frente a una oferta de 82 millones; y la de gas natural y de petroquímicos, de 2.35 Terámetros* (Tm3) Cúbicos diarios respectivamente;

¹⁰ Véase LAJOUS, Adrián. Política Petrolera Exterior. La Jornada, 18 de marzo de 2006

¹¹ ORTUÑO Arzate Salvador. Investigador del Instituto Mexicano del Petróleo. "¿Se está Acabando el Petróleo?"

* Un Terámetro Cúbico equivale a 1,012 metros cúbicos.



- Diversas proyecciones señalan que hacia el año 2020 los consumos diarios respectivos serán de 120 MB/d y 4.54 Tm³¹²;
- En la atención de esos requerimientos ha sido determinante la tendencia ascendente de la producción registrada desde los 70 por países de la OPEP que para 2006 aportan el 38% de la producción, grandes productores en lo individual como Arabia Saudita y la Federación Rusa que juntos aportan en promedio el 23%, y de otros medianos en donde México ocupó el 4° lugar en ese año;

Principales Países Productores (Cifras en millones de barriles diarios. Comparativo al año 2006).						
Arabia Saudita	Federación Rusa	Irán	México	China	Venezuela	Emiratos Árabes
9.5	8.5	3.9	3.3	3.3	3.0	2.5

- Tanto la producción como el consumo de gas natural se concentran en buena parte en pocos países. Destacan la Federación Rusa y EEUU que aportan 579 y 550 Gigámetros Cúbicos al año (Gm^{3a})⁺ equivalentes al 48% de la producción mundial; y por el lado del consumo Estados Unidos que, pese a su producción, no alcanza a cubrir su demanda, China y Europa Occidental. Igual sucede con la capacidad de refinación de hidrocarburos concentrada en pocos países y regiones que asciende a un procesamiento diario de 84 MB/d;

¹² Datos y proyecciones en ambos casos correspondientes al año 2003. Véase **ORTUÑO** Arzate Salvador. "¿Se Está Acabando el Petróleo?". Instituto Mexicano del Petróleo.

⁺ Un Gigámetro es equivalente a mil millones (10⁹).

Principales Regiones y Países refinadores de Hidrocarburos (MMB/d)			
Europa y Eurasia	EEUU	China	Japón
26	17	6	5

4. Reservas Mundiales, Distribución y Tendencias

- En la actualidad se estima la existencia de 1.05 billones de reservas probadas de barriles de petróleo, y de 176 millones de Terámetros de gas natural, en ambos casos

con una duración de 50 años a un ritmo de explotación como el actual;

- Su distribución entre regiones y países dista de ser homogénea. Se concentran como a continuación se indica:

Concentración de Reservas Probadas	
Región y/o País	Porcentaje
Oriente Medio	65
Mar Caspio y F. Rusa	16
América Latina	9

- Además de fuertes cantidades de reservas probadas estas regiones y países cuentan en potencia con las llamadas probables y posibles; en tanto que varios estudios señalan adicionalmente como regiones promisorias a las regiones del Caucazo, Mar Meridional de China y Golfo de México;

- De ahí que la vida útil de las reservas probadas difiera en años, según países, organizaciones de éstos o regiones (en realidad hay traslapes entre unos y otras), teniéndose en promedio los siguientes:

Duración Esperada en años de las Reservas Probadas				
M. Oriente	Países de la OPEP	Norteamérica (incluye México)	Venezuela	México
87	76	16	77	9.3

5. Las Tendencias Actuales de Reestructuración de la Industria

El aún incipiente desarrollo por las economías industrializadas de fuentes de energía alterna y su posible uso generalizado, la perspectiva de un aprovechamiento en al menos 6 décadas más, de las de de origen fósil -si bien

a costos exponencialmente mayores- y la sostenida tendencia a la alza en el consumo de energía por una demanda mundial creciente, han llevado desde hace al menos 20 años a los principales países productores, los grandes consumidores de energía, a importantes empresas energéticas privadas, o bien, a las estatales o de propiedad preponderantemente estatal, a emprender una reestructuración radical en materia de hidrocarburos.

Ésta se refleja, por el lado del negocio, en todos los eslabones del proceso: de la investigación e innovación tecnológica, la exploración, explotación, refinamiento, desarrollo de productos y la comercialización, a la fusión de conglomerados multinacionales, o en la conformación de alianzas estratégicas para enfrentar la competencia.

Al lado de ello, está el carácter geopolítico de los hidrocarburos en las políticas de seguridad nacional de las grandes potencias y su necesidad de asegurar el abasto, ante conflictos actuales y potenciales en países y regiones esencialmente productoras y, por lo tanto, la disputa mayor por un recurso en imminente declinación¹³. Es un escenario que ya ocurre y que se presentará, con una tendencia muy acentuada en los años por venir. En seguida se perfilan sus rasgos más sobresalientes.

- Continuará la tendencia a la reconversión de compañías simplemente petroleras en consorcios energéticos con control de varios o todos los eslabones del proceso, o a las alianzas estratégicas como las que ya se dan:
 - o Por el lado de las compañías privadas: Exxon-Mobil y Chevron-Texaco de EEUU, la francesa Total-Fina-Elf, la angloholandesa Shell-Royal-Dutch, la BP-Amoco (R. Unido), y Mattei y Repsol de Italia y España respectivamente;
 - o Por el lado de las compañías estatales: Saudi ARAMCO (Arabia), Gazprom (Rusia), CNPC (China); NIOC (Irán), Petrobras (Brasil), Pdvsa (Venezuela), Statoil (Noruega), AdeEnergy (Canadá) y Petronas (Malasia), entre otras.

13 "... Las guerras y conflictos por los recursos podría caracterizar las situaciones mundiales en las próximas décadas como los devastadores que ya existen por la búsqueda competitiva del abastecimiento de recursos petroleros en Oriente Medio, Golfo Pérsico, la Cuenca del Caspio... Aunados a los anteriores, estarían también otros por el abastecimiento de agua, minerales y madera..." **ORTUÑO**, Arzate O. S. Op. Cit.

- En los próximos 40 años los flujos, hasta en un 40% provendrán de países en desarrollo revirtiéndose la tendencia de las últimas tres décadas en las que un porcentaje similar fluía de los países industrializados¹⁴; acrecentándose una tendencia nacionalista sobre el control de los recursos naturales;
- Se prevé que a corto y mediano plazos persista la tendencia al alza en los precios de hidrocarburos –si bien, no al ritmo de los últimos años en que casi se triplicaron- y, por lo tanto, la preeminencia de un mercado de vendedores, con presiones crecientes hacia éstos, de grandes consumidores como China e India fuera de sus fronteras; y de Estados Unidos que preferirá abastecerse de fuentes del hemisferio por la inestabilidad en Medio Oriente, por lo cual reforzará las presiones para incidir en las políticas de México, Canadá Y Venezuela;¹⁵
- Consolidación de poder en la búsqueda de concentración de recursos de las petroleras y gaseras nacionales que controlarán 40% de la producción mundial y que ya disputan los primeros lugares en los mercados bursátiles, en especial Gazprom, Petrochina y Sinopec (éstas 2 del consorcio CNPC); y afianzamiento de alianzas estratégicas entre ellas;
- Consolidación de los emporios energéticos privados tradicionales (Exxon-Móvil, Chevron, BP y Royal-Dutch-Sell, Total-Fina-Elf) que, al agregar valor mediante producción de gasolina, diesel y petroquímicos, continuarán con utilidades muy superiores a las de sus competidoras estatales, pese a controlar solo el 3% de las reservas;
- Preponderancia de Sauri-Aramco que en menos de 10 años estará produciendo 15 MB/d, equivalentes al 13% del consumo mundial, y con capacidad para influir por sí sola en el comportamiento del mercado;
- Tendencia de las compañías nacionales a convertirse en buscadoras de hidrocarburos donde existan, con lo que se pone en riesgo la seguridad energética, como ya lo hace la CNPC de China, que extiende su búsqueda en 20 países de los cinco continentes “imponiendo reglas sobre acceso a mercados, transformado la competencia por recursos, servicios y capitales”¹⁶;

14 **HOYOS**, Carlota. “Las Nuevas Siete Hermanas” Financial Times, 11 de marzo de 2007. Según Salvador **Arzate** tan solo de los países pertenecientes a la OPEP estaría fluyendo hasta un 50% de los recursos petrolíferos entre el 2020 y el año 2050.

15 Véase. **LAJOUS**, Adrián. “Política Petrolera Exterior”: “... La política de seguridad energética del gobierno norteamericano y su preocupación más general por asuntos de seguridad, incrementarán la presión para que México abra rápidamente su industria y gas natural a la inversión extranjera... Además la incertidumbre que prevalece en América del Sur y particularmente en Venezuela hará que EEUU centre su atención en México...”

16 **HOYOS**. C. Op. Cit.

- Especialización de otras también estatales -Petrobras, Petronas, Statoil y Alberta- en tecnologías de punta para extracción de crudo a gran profundidad, que compiten exitosamente con Mobil o BP por su mayor facilidad para establecer alianzas estratégicas con los gobiernos nacionales, con menores condiciones en sus alianzas, para la transferencia de tecnología;
- Arquitectura jurídica e institucional en países con empresas estatales para conservar soberanía y control sobre los recursos petrolíferos, con diferentes grados de apertura a la inversión privada externa e interna, venta de capital accionario en ciertos tramos y corporativización de sus gobiernos, asegurando alta redituabilidad en beneficio de sus economías y sus sociedades;
- Compañías privadas como operadoras técnicas en torno a empresas estatales, operando con licencias, con derecho a explotación de reservas en proporción a su coparticipación en la inversión y a la comercialización de la parte de su producción, a cambio de tasas impositivas del 60 al 80% sobre utilidades, en favor de las arcas nacionales;
- Delimitación clara del rol de la autoridad estatal, los órganos reguladores de energía y las empresas del ramo.

En cuanto a la duración probable de las reservas, coexisten dos escenarios:

- La visión optimista en la que estaría aún lejano en el tiempo el nivel máximo diario de producción –actualmente de 80MB- y el posible acceso a reservas por 3 billones de barriles –en vez del 1.05 reportado por otros; y
- La pesimista -o más realista quizás- en la que prevalece la idea de que, en adelante, no habrá descubrimientos de hidrocarburos en las magnitudes recientemente conocidas¹⁷, con sustento en el denominado Modelo Hubbert que prefigura el nivel máximo de explotación antes del año 2010¹⁸.

Politólogos y especialistas, ante las evidencias técnico-financieras parecen apoyar el último escenario, más realista.

17 "... En México, al igual que en otras regiones del mundo la era del petróleo fácil, de bajo costo y bajo riesgo parece haber llegado a su fin y es baja la probabilidad de que se produzca un ciclo de grandes descubrimientos como los de las Cuencas del sureste en los 70's y principios de los 80's...". LAJOUS Adrián. OP. Cit.

18 Véase ORTUÑO A. Salvador. Op. Cit.

6. Modelos Exitosos y Mejores Prácticas

Además de las multinacionales petroleras tradicionales de origen privado –Exxon, Shell, Total, Mobil, entre otras– que siguen siendo muy competitivas a raíz de diversas fusiones que han emprendido desde mediados del siglo pasado y por dominar todos o casi todos los eslabones del proceso, de manera más reciente han emergido diversas empresas públicas con una composición abrumadoramente estatal en su capital que han llegado a controlar hasta un tercio de la producción mundial de hidrocarburos y un porcentaje similar de las reservas.

Están entre estas últimas, las ya mencionadas Saudi Aramco, Gazprom, CNPC, NIOC, Pdvsa y Petronas de Malasia; y, de manera especial, a las que aquí se hará referencia con mayor detalle, la Statoil-Hydro de Noruega, el Consejo de Energía Canadiense de Alberta y Petrobras que **tienen en común, como clave de su éxito, pertenecer a estados que han delimitado con precisión los papeles de autoridad, la regulación y empresas a partir de la renovación y revisión constante del marco jurídico conforme al cual operan.**

6.1. El Modelo Noruego. Sus Características Principales¹⁹

- Los objetivos del modelo:
 - Soberanía: fuerte coordinación nacional para mantener el control sobre los recursos y su manejo; y protección de valores existentes;
 - Desarrollo de la industria petrolera sin destruir la estructura social y económica ni el medio ambiente;
 - El petróleo como fuerza motriz para la modernización industrial y puerta de entrada a la tecnología.
- Consistencia en la política:
 - Criterios públicos para la operación de proyectos y definición del nivel de utilidades a través del sistema impositivo;
 - Previsibilidad que da certidumbre a la sociedad y a los inversionistas mediante dirección y liderazgo sólidos:

¹⁹ Para un mayor detalle véase “El Modelo Perolero Noruego y sus Beneficios”. **ESTRADA** Estrada Javier, Director de Analítica Energética, en Energía a Debate, noviembre de 2006.

- o Claridad en los roles sin que se den traslapes entre los mandatos y las funciones del Parlamento (soberanía y políticas), el gobierno (ejecución y vigilancia) y las empresas (el negocio);
 - o Repartición del conocimiento. Mediante un apoyo proactivo del gobierno que propicia un clima para la investigación, educación y entrenamiento;
 - o Consistencia en la velocidad y mantenimiento de inversión, aún en períodos de precios bajos.
- Mecanismos de Control
 - o Expansión gradual de la actividad mediante rondas de licitaciones en función del nivel de madurez de las reservas;
 - o Una legislación funcional que enfatiza los objetivos globales y los procesos, dejando la operación en las agencias reguladoras, en los operadores y en los accionistas;
 - o Empresas petroleras nacionales. Papel predominante de las inversiones del Estado en el desarrollo de la parte comercial e industrial del sector;
 - o Autoridades técnicas sólidas que permiten: mantener contabilidad total del manejo de recursos, planeación estratégica a largo plazo, evaluación de propuestas de desarrollo y apoyo a las mejores soluciones.
- Pluralidad de empresas y de operadores
 - o Varios participantes. Diversidad de empresas en las concesiones –nacionales e internacionales;
 - o Cooperación gobierno-empresa que ha permitido un mayor nivel de descubrimientos;
 - o Cooperación empresa-empresa mediante sistema de licitaciones que promueven acuerdos de inversión;
 - o Enfoque en la eficiencia y la responsabilidad.
- Beneficios
 - o Gobernabilidad y control que permite transparencia e integridad en el sector, planificación apropiada, condiciones predecibles y competitivas y relaciones equilibradas entre petroleras nacionales y extranjeras;
 - o Ingresos al Estado. Alto nivel de bienestar a la población, existencia de fondo de pensiones con amplios recursos y apoyo decidido a la investigación y desarrollo;
 - o Negocios y empleo. 400 empresas de servicios abocadas en su totalidad al sector petrolero y 1,200 que proveen algún Producto;
 - o Cobertura en un 60% del mercado nacional y obtención de 2° lugar en facturación por exportaciones;
 - o Competencia y cooperación. Transparencia en las decisiones y en el control político; Statoil e Hydro, como dos empresas nacionales competitivas a nivel internacional, costos competitivos y operaciones eficientes.

De manera general puede afirmarse que Noruega logró a través de su industria petrolera repartir riqueza entre la población, asimilar y desarrollar habilidades comerciales y gerenciales, mejorar su calidad de investigación y acumular reservas financieras importantes en su Banco Central para futuras generaciones.

Asimismo, consiguió sanear su industria de gas y petróleo manteniendo un nivel estable de inversiones, aminorar riesgos industriales y al medio ambiente y operar su industria con un número de trabajadores bastante pequeño comparado con otros países: 17 mil empleados. Figura listada en la Bolsa de valores de Nueva York; el Estado mantiene la mayor parte de su propiedad; y opera 2 mil estaciones de servicio en 9 países.

6.2. El Modelo Canadiense²⁰

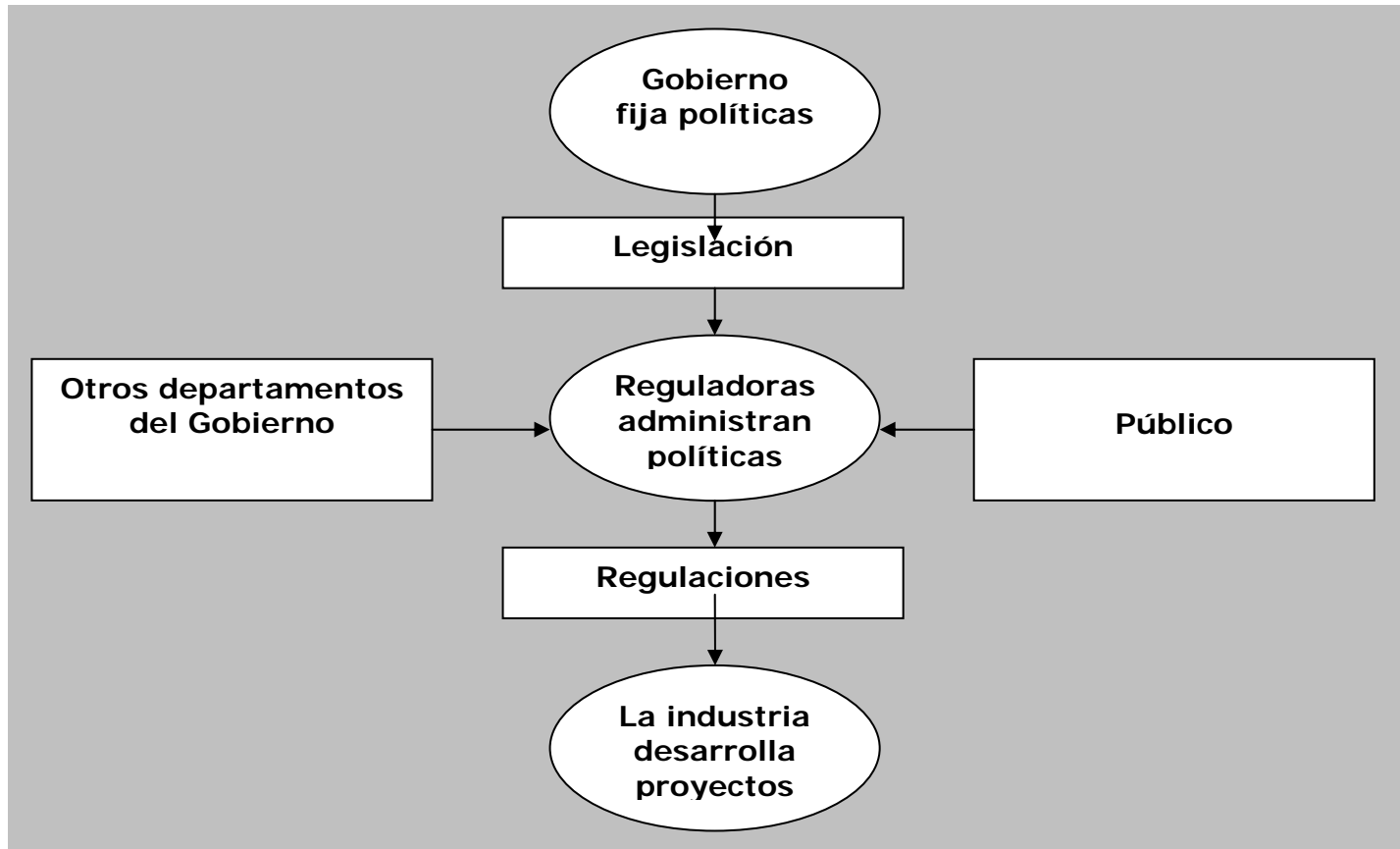
- Los principales yacimientos se encuentran en Alberta Turner Valley.

- En cuanto a la propiedad de los hidrocarburos, Canadá está en América del Norte, en un Punto intermedio entre México y Estados Unidos, con propiedad estatal de los recursos del subsuelo;

Propiedad de los Hidrocarburos			
	EEUU	Canadá	México
Arriba de suelo	Privado	Privado	Público
Subsuelo	Privado	Público	Público

- Fueron los altos costos de producción los que llevaron al gobierno de Alberta desde la década de los 70's a unirse con el sector privado para avanzar en tecnologías económica y ecológicamente viables en la explotación de crudo de las reservas, cuya cuantía, de las económicamente recuperables, recalculan en 174 mil millones de barriles;
- Como estímulo a la inversión privada hubo una condonación de impuestos durante 25 años para permitir la recuperación de la inversión; a partir de entonces surgió un modelo con clara delimitación de los papeles en el desarrollo del sector:

²⁰ Véase para mayor detalle: **PATTERSON** Lorena, "La Experiencia Canadiense en el Sector Petrolero". Seminario sobre Mejores Prácticas Internacionales de Energía. 5 de marzo, México D. F. En Red Mexicana de Energía.



- El 81% de los derechos corresponde al gobierno (Alberta Department of Energy) que los administra y hace convocatorias para concursar la explotación de los mismos;

- Otra oficina de menor rango (Energy Utilities Board) lleva el control de los proyectos, ante la cual las empresas deben aplicar por el permiso para explorar y producir;
- La exploración y producción por empresas privadas permiten regalías al gobierno de Alberta que los canaliza para pagar los servicios públicos esenciales y mantener una baja tasa impositiva;
- El enfoque es eminentemente empresarial, lo que ha traído importantes flujos de inversión, en innovaciones, tecnología y generación de empleo;
- Tan solo en el período 2005-2006 los ingresos por regalías sumaron 24 mil 347 millones de Dólares;
- El 19% restante de los derechos corresponde al sector privado y las reservas indígenas;
- Los beneficios de las regalías y el no tener que invertir en proyectos han permitido al gobierno grandes inversiones en infraestructura, educación e investigación en otros sectores.

6.3. El Proceso de Transformación de la Industria Brasileña de Hidrocarburos

De constituir Petrobras un monopolio para el suministro de hidrocarburos en el mercado nacional, al que alcanzaba a abastecer solo al 50%, ha pasado en menos de 12 años a convertirse en una compañía estatal, compitiendo con empresas privadas en un mercado de libre competencia, a raíz de reformas constitucionales que tuvieron que realizarse para enfrentar los cambios en la industria, con sustento en una nueva estrategia de negocios y para satisfacer expectativas de inversionistas privados interesados en coparticipar con capitales de riesgo y de otros sectores comprometidos con el futuro de la compañía²¹.

Lo anterior llevó a desregular la actividad, a partir de la creación de un Consejo Nacional de Política Energética integrado por diversos titulares de ministerios y asesores del sector privado, con la responsabilidad de la

²¹ Petrobras. Proceso de Transformación Organizacional. Mejores Prácticas Internacionales. Red Mexicana de Energía.

planeación y el desarrollo de la política energética con una visión de largo plazo, con sustento en un plan estratégico de 15 años que se somete de manera permanente a revisión y actualización.

De manera simultánea se procedió a la creación de una Agencia Nacional del Petróleo, como organismo público responsable de la conducción gubernamental de las actividades petroleras y sus derivados, que se entiende de la incorporación de reservas y la asignación de contratos de exploración y explotación por medio de licitaciones internacionales, y que tiene entre sus facultades, fungir como la autoridad máxima a nivel técnico, e independiente en materia petrolera, así como de determinar las áreas en las que pueden participar empresas distintas a Petrobras²².

Conforme se creaban esos órganos, Petrobras se estableció como una Sociedad Anónima con mantenimiento del control por parte del Estado, al conservar al menos el 51% de las acciones con derecho a voto y el resto acciones preferentes sin posibilidad de intervenir en las decisiones por parte de sus poseedores, y sin que alguno de éstos pudiese adquirir acciones superiores al 5%. El nuevo estatus le permitió a Petrobras cotizar de manera regular en la Bolsa de Valores de Nueva York, quedando sujeta como cualquier otra empresa al régimen jurídico que reglamenta el funcionamiento de las sociedades anónimas y, por supuesto, a la Ley del Petróleo.

Adicionalmente al cambio constitucional, la reestructuración de la industria se acompasó con diversas reformas legales para la redefinición de su régimen fiscal al cual contribuyen Petrobrás y otras empresas petroleras con el 10% de sus ventas y un 10% adicional en caso de rebasar el límite de explotación por encima de los 40 mil millones de barriles diarios, y mediante el entero del impuesto sobre la renta, como en el caso de cualquier empresa de otros sectores. En la actualidad Petrobrás es el mayor contribuyente participando con el 12% a las finanzas públicas.

Gracias a las reformas Petrobrás cuenta con la capacidad de generación de fondos para reinvertir, rindiendo cuentas al órgano superior de fiscalización, a partir de los mecanismos de control externo e interno que se instauraron, alineados con estándares internacionales de transparencia.

²² Véase Informe de la Delegación de la Comisión de Energía del Senado de la Republica, en su Viaje a Brasil. Marzo de 2007.

Eso es lo que hoy permite a ese país estar a la vanguardia a nivel mundial, en especial en tecnología de punta para extracción de petróleo en aguas profundas²³, a la altura de empresas que durante décadas se distinguieron a nivel mundial en ello, como la British Petroleum, Mobil y de otras estatales más recientes de Canadá y Noruega, teniendo actualmente actividades en 27 países y planes de inversión en el Golfo e México, en la parte correspondiente a Estados Unidos, por medio no sólo de prestación de servicios, sino sobre todo de contratos de producción.

Simultáneamente a la transformación del negocio se puso el énfasis en la parte correspondiente a la investigación en hidrocarburos, para lo cual se hicieron depender directamente de Petrobrás, a dos organismos con ese fin: el Centro de Investigación sobre Petróleo, en el que se ha desarrollado la tecnología aplicada para la exploración y explotación a profundidades de hasta 3 mil metros y obtenido logros sin precedente en la generación de biocombustibles (biodiesel y etanol, entre otros); y la Universidad del Petróleo, en donde se capacitan y forman los cuadros directivos, técnicos y operativos para quienes deseen ingresar a la industria a través de concursos públicos o permanecer en ella según evaluaciones periódicas del desempeño. Ambos organismos, vinculados de manera estrecha con el plan estratégico de Petrobrás.

En ese sentido, los principios que orientaron la reforma, constituyeron una mezcla de los que caracterizan típicamente a las petroleras nacionales de naturaleza estatal, con otros que tuvo que adoptar de inspiración empresarial. De unos y otros son de destacarse los siguientes:

- Preservación del interés nacional en el aprovechamiento racional de las fuentes de energía, al conservar el Estado el 56% de las acciones con derecho a voto y el mantenimiento del control de la industria;
- Salida de Petrobrás del presupuesto público;
- Constitución de un Consejo de Administración profesional y dotación a la empresa de autonomía de gestión;

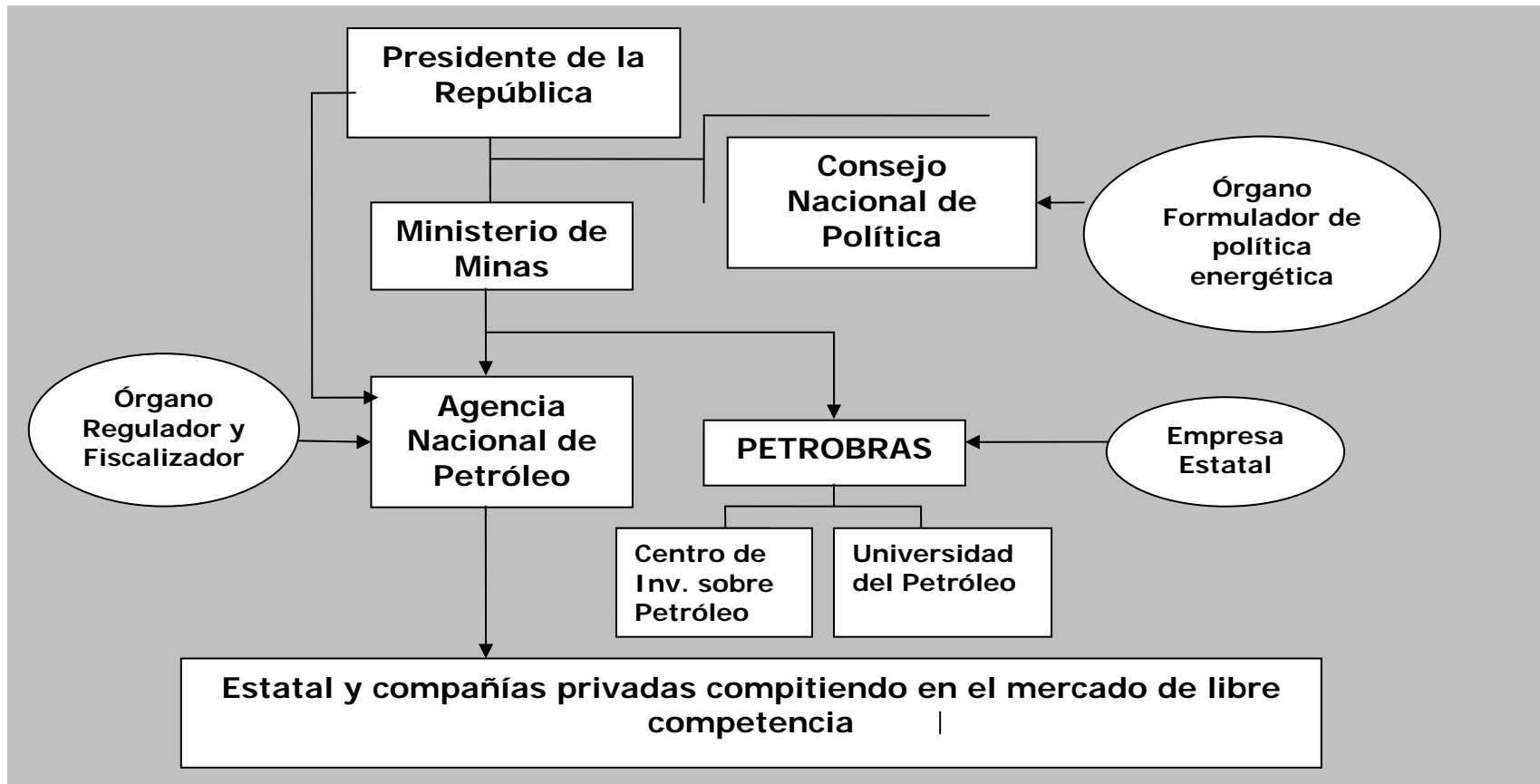
²³ HOYOS, Carlota. Op. Cit.

- Emisión de acciones adicionales para colocarse mediante suscripción pública, sin que los adquirientes tengan derecho a voto;
- Protección del medio ambiente para la conservación de energía;
- Preservación del monopolio estatal en materias como búsqueda de reservas de petróleo, gas natural y otros fluidos, la refinación de petróleo nacional o extranjero, el transporte marítimo de petróleo y sus derivados;
- Agregar valor a los recursos energéticos para promover el desarrollo de las regiones;
- Promover la libre competencia en actividades asociadas y en el desarrollo de tecnologías mediante atracción de inversiones.

A partir del propio plan estratégico de largo plazo y como parte del mismo, Petrobrás emprendió una transformación organizacional que le permitió precisar los niveles de delegación y autonomía de la industria en sus diferentes tramos. A menudo se le presenta como paradigma de gestión empresarial, en el que destacan diversas orientaciones:

- Procesos de gobernanza corporativa;
- Evaluación del desempeño empresarial y de la calidad de gestión;
- Redefinición de la relación laboral;
- Integración de las subsidiarias y factor de encadenamiento y sinergia con la planta productiva;
- Nuevo modelo de orientación al cliente, delimitación de unidades de negocio y administración por resultados, con base en técnicas y visiones del nuevo gerencialismo y aplanamiento de estructuras, limitándolas a un máximo de tres niveles en las diferentes unidades de negocio.

En función de los principios y orientaciones señalados, de manera esquemática el modelo propiciado por la desregulación de Petrobras es el siguiente:



En la actualidad, la experiencia de Petrobras en encontrar y extraer petróleo a grandes profundidades, le ha llevado a realizar proyectos en África, Asia y Golfo de México en la parte correspondiente a EEUU.

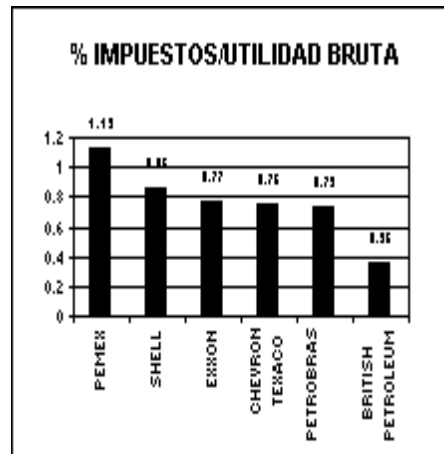
III. Indicadores Comparativos.

La disputa de los mercados de hidrocarburos, de los capitales para el despliegue de la actividad y la necesidad de un equilibrio entre la rentabilidad por la explotación del recurso con respecto a los años de vida útil de las reservas propician la competencia en productividad, desarrollo de mejores prácticas tecnológicas y empresariales.

Los indicadores comparativos que a continuación se presentan²⁴ son reflejo de ello, para lo cual se confrontan los correspondientes a PEMEX en relación con algunas de las compañías petroleras que se consideran líderes a nivel internacional, en este caso, 3 de origen privado y 2 estatales. Aunque los datos corresponden al año de 2004 –los comparativos disponibles más recientes- no es previsible que los porcentajes hayan variado mucho en 4 años ni que lo hagan en el corto plazo.

EMPRESAS	-1	-2	(1/2)
	IMPUESTOS (Millones de Dólares)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (Millones de Dólares)	IMPUESTOS / UTILIDAD BRUTA
PEMEX	\$34,030	\$30,235	113%
SHELL	\$76,736	\$89,342	86%
EXXON	\$72,506	\$93,466	77%
CHEVRON TEXACO	\$23,250	\$30,676	76%
PETROBRAS	\$6,394	\$8,705	73%
BRITISH PETROLEUM	\$5,970	\$16,409	36%

CARGA FISCAL

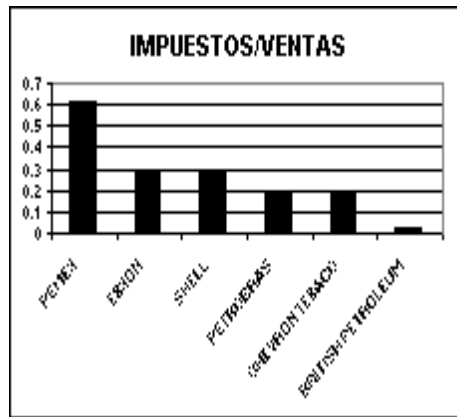


CARGA FISCAL

- La carga impositiva a PEMEX resulta más alta que sus utilidades antes de impuestos;
- Comparado con las otras 5 petroleras, PEMEX tuvo la carga fiscal mayor, del 113% en ese año, 3 veces superior a la de BP;
- Esa situación se mantuvo hasta 2005 y fue solo hasta 2006 cuando los impuestos se situaron ligeramente por abajo de sus utilidades, en 93.2%;

²⁴ Salvo aclaración en contrario, los gráficos y estadísticos de este apartado son de elaboración propia con base en el estudio denominado "Benchmarking de 6 Grandes Empresas Petroleras. Centro de Investigaciones Estratégicas para México, 2005.

EMPRESAS	-1	-2	(1/2)
	IMPUESTOS(Millones de Dólares)	VENTAS TOTALES(Millones de Dólares)	IMPUESTOS / VENTAS TOTALES
PEMEX	\$34,030	\$55,652	61%
EXXON	\$72,506	\$246,738	29%
SHELL	\$76,736	\$268,892	28%
PETROBRAS	\$6,394	\$32,987	19%
CHEVRON TEXACO	\$23,250	\$121,761	19%
BRITISH PETROLEUM	\$5,970	\$236,045	2.5%



- El impuesto cargado a PEMEX sobre sus ventas totales ascendió en ese año al 61%, 2 y 3 veces más que la tasa impositiva promedio de 4 empresas;
- Aunque hay una tendencia a la baja dado que en 2006 fue del 55%, sigue siendo muy alto en comparación con las otras empresas;
- La Empresa líder en cuanto a la carga impositiva más baja es la BP, que paga hasta 30 veces menos.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD POR NÚMERO DE TRABAJADORES

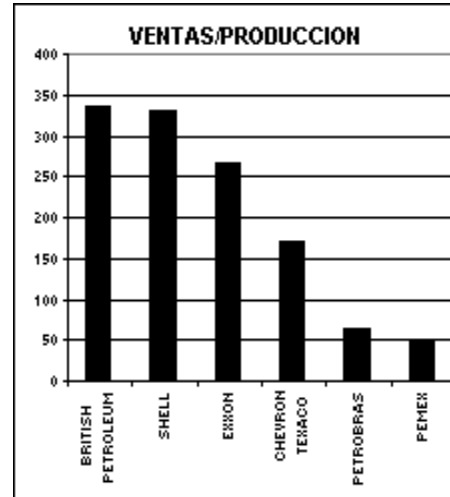
EMPRESAS	-1	-2	(2/1)
	NUMERO DE TRABAJADORES (Miles)	VENTAS TOTALES(Miles de Dólares)	VENTAS POR TRABAJADOR (Miles de Dólares)
EXXON	88	\$246,738	\$2,804
CHEVRON TEXACO	50	\$121,761	\$2,407
BRITISH PETROLEUM	104	\$236,045	\$2,276
SHELL	119	\$268,892	\$2,260
PETROBRAS	47	\$32,987	\$706
PEMEX	135	\$55,652	\$412



- Respecto al total de trabajadores la empresa líder, la Exxon obtiene hasta 7 veces más de ventas respecto a PEMEX: 2,804 vs 412 Dlls.;
- Con excepción de Petrobras que solo obtiene un 60% más de ventas por trabajador respecto a PEMEX, las otras empresas le superan en productividad de 5 a 8 veces;
- Y, a diferencia de PEMEX, las otras empresas operan en gran número de países, algunas con control en varios eslabones del proceso.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD SEGUN LA RELACION ENTRE VENTAS Y PRODUCCION ANUAL DE BARRILES

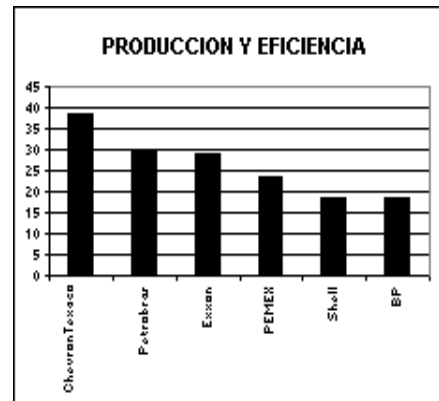
EMPRESAS	-1	-2	(1/2)
	VENTAS TOTALES (Millones de Dólares)	BARRILES EXTRAÍDOS AL AÑO (Millones de Barriles)	VENTAS / PRODUCCIÓN (Dólares)
BRITISH PETROLEUM	\$236,045	705	\$335
SHELL	\$268,892	810	\$332
EXXON	\$246,738	928	\$266
CHEVRON TEXACO	\$121,761	715	\$170
PETROBRAS	\$32,987	503	\$65
PEMEX	\$55,652	1159	\$48



- Aunque PEMEX fue en ese año el que más barriles extrajo, la relación respecto a sus ventas fue la más baja, 6 veces menor que la BP y de 3 a 5 veces menor que las otras, con excepción de Petrobras que solo le superó en 35%;
- La disparidad que se registra tiene que ver con que, a diferencia de PEMEX que vende el grueso de producción en barriles de crudo, las otras empresas canalizan su mayor parte hacia la producción de gas y de productos petroquímicos.

RELACION ENTRE NIVEL DE PRODUCCION Y NUMERO DE TRABAJADORES

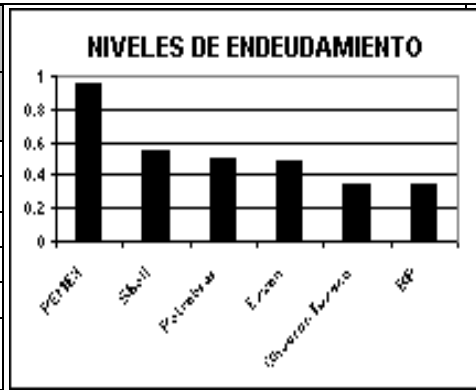
EMPRESAS	-1	-2	(2/1)
	NÚMERO DE TRABAJADORES	MILES DE BARRILES DIARIOS	BARRILES DIARIOS POR TRABAJADOR
Chevron-Texaco	50,582	1,959	38.7
Petrobras	46,723	1,379	29.5
Exxon	88,000	2,542	28.9
PEMEX	135,000	3,277	23.5
Shell	119,000	2,220	18.7
BP	103,700	1,931	18.6



- La producción de PEMEX es la más alta;
- Sin embargo, en barriles por trabajador está cerca de la media;
- Es 36% mayor respecto a BP, pero 64% menor respecto a Chevron.

NIVEL DE ENDEUDAMIENTO DE LAS EMPRESAS

EMPRESAS	-1	-2	(1-2)	(1/2)
	PASIVO	ACTIVO	PATRIMONIO	RAZÓN PASIVO / ACTIVO
PEMEX	71,140	75,220	4,080	95%
Shell	91,815	168,091	76,276	55%
Petrobras	15,908	32,018	16,110	50%
Exxon	84,363	174,278	89,915	48%
Chevron Texaco	12,597	36,295	23,698	35%
BP	43,303	126,988	83,685	34%



- Aunque en los últimos 3 años algo ha disminuido el pasivo de PEMEX al pasar del 95 al 92% en 2006, es el más alto de las empresas de la muestra;
- Es casi 3 veces superior a Chevron y BP y casi 2 veces mayor al de las otras empresas;
- "...Si PEMEX decidiera pagar su deuda tendría que vender el 95% (92) de sus activos..."

GASTO EN EXPLORACION

EMPRESAS	-1	-2	(1/2)
	INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN (Millones de Dólares)	BARRILES EXTRAÍDOS AL AÑO (Millones de Barriles)	INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN POR BARRIL PRODUCIDO (Dólares)
Exxon	15,525	928	\$16.70
BP	9,658	704.8	\$13.70
Shell	10,264	810	\$12.70
PEMEX	7,273	1159	\$6.30
Petrobras	3,156	503	\$6.30
Chevron Texaco	4,426	715	\$6.20

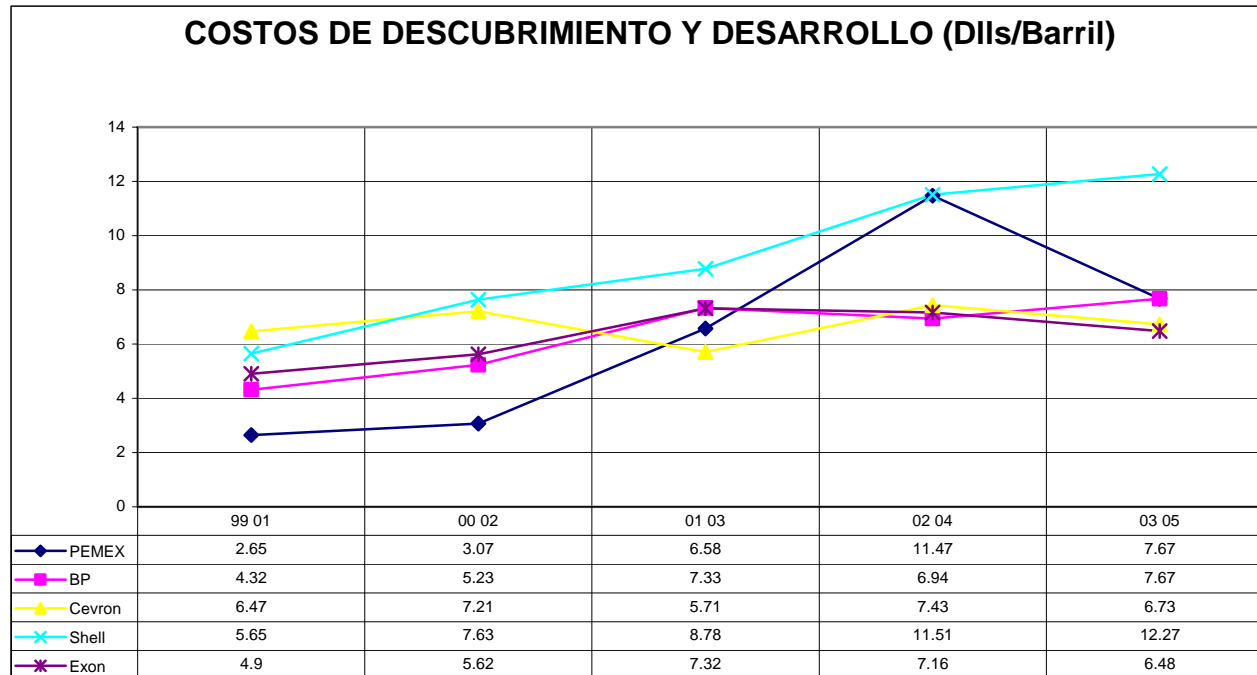


Conforme a la producción de 2006, de 1,168 Millones de Barriles (MB) la inversión por barril producido aumentó respecto a 2003 en 43%, de 6.3 a 9 Dólares;

Aún así es casi la mitad de la inversión por barril de Exxon en 2003 y 25% menor que la de BP y Shell; solo comparable a la de Petrobras y Texaco;

Con una inversión global similar en 2004 y 2005 en exploración, se obtuvieron producciones de 1,350 y 1,312 MB a razón de 7.7 y 8.0 Dólares por barril producido.

- De acuerdo con otra fuente²⁵ que provee información sobre gasto en exploración, los datos anteriores se confirman por su similitud al año 2004, aunque en ésta como se aprecia en la siguiente gráfica, que presenta costos promedio trianuales en un período de 6 años, se evidencia una inversión casi 3 veces mayor de PEMEX en exploración, respecto a otras empresas:

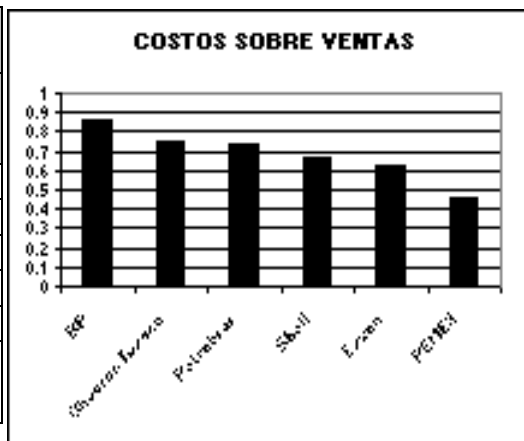


- Si PEMEX para obtener un índice de reposición de reservas de 41% (cifra oficial) ha requerido invertir 2 veces más, es previsible que la inversión tenga que exponenciarse en la medida en que se agota Cantarell ya que el 66% de las reservas probables y posibles se encuentran a grandes profundidades marinas.

²⁵ J. S. Herold: Comparative Appraisal Report 2006.

COMPETITIVIDAD DE PEMEX EN LOS COSTOS RESPECTO A SUS VENTAS

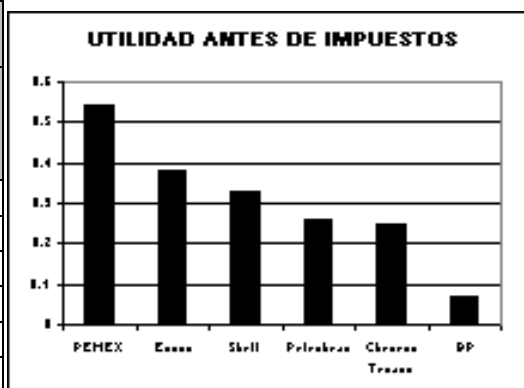
EMPRESAS	-1	-2	(2/1)
	VENTAS TOTALES (Millones de Dólares)	COSTOS (Millones de Dólares)	COSTOS / VENTAS
BP	\$236,045	\$203,399	86%
Chevron Texaco	\$121,761	\$91,085	75%
Petrobras	\$32,987	\$24,282	74%
Shell	\$268,892	\$179,550	67%
Exxon	\$246,738	\$153,272	62%
PEMEX	\$55,652	\$25,417	46%



- PEMEX es competitivo en cuanto a costo sobre ventas, apareciendo como líder;
- Con respecto a BP su costo sobre ventas es equivalente a poco mas de la mitad;
- Respecto a las otras petroleras, sus costos sobre ventas son menores en 25% en promedio.

CARGA FISCAL: FACTOR DECISIVO EN LAS PERDIDAS/UTILIDADES DE LAS EMPRESAS

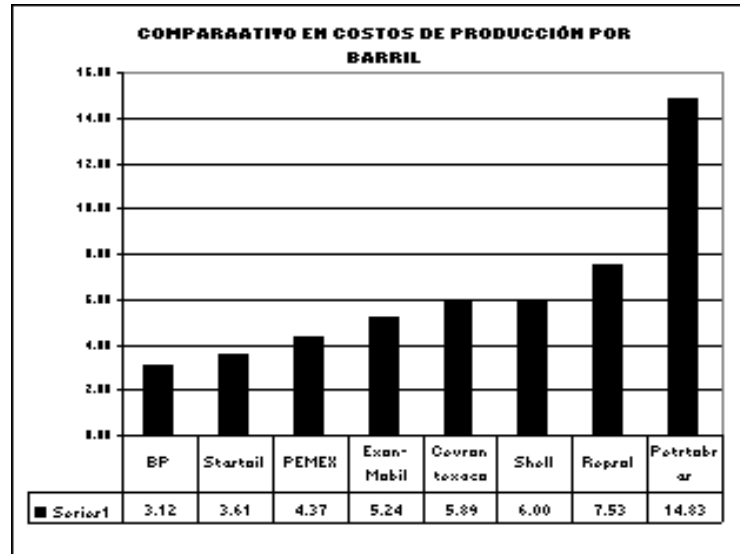
EMPRESAS	-1	-2	(2/1)
	VENTAS TOTALES (Millones de Dólares)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (Millones de Dólares)	UTILIDAD A. IMP / VENTAS
PEMEX	\$55,652	\$30,235	54%
Exxon	\$246,738	\$93,466	38%
Shell	\$268,892	\$89,342	33%
Petrobras	\$32,987	\$8,705	26%
Chevron Texaco	\$121,761	\$30,676	25%
BP	\$236,045	\$16,409	7%



- Debido a sus bajos costos sobre ventas PEMEX tiene utilidades superiores antes de impuestos.
- Su utilidad se convierte en pérdida por soportar una carga fiscal superior a aquélla: 56 versus 54%;
- En comparación con BP, aporta 7 veces más a las finanzas públicas.

COSTOS DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (Fuente: J. S. Herold. Comparative Appraisal Report 2006)

Comparativo en Costos de Producción por Barril (Dóls) 2005	
BP	3.12
Statoil	3.61
PEMEX	4.37
Exxon-Mobil	5.24
Cevron texaco	5.89
Shell	6.00
Repsol	7.53
Petrobras	14.83



- A 2005 el costo de producción por barril de PEMEX continúa siendo competitivo, solo superado por BP y Statoil en 29 y 14%, pero con ventaja sobre otras petroleras, en especial Petrobrás, que tiene costos cuatro veces mayores;
- Aún así en solo 6 años, 2000-2005, los costos de PEMEX se incrementaron en 90% al pasar de 2.20 a 4.37 Dólares, tendencia que se agudizará en la medida en que declinen aún más las reservas de fácil extracción.

7. Impactos Esperados del Cambio en el Régimen Fiscal

Aunque a partir de 2008 PEMEX dispondrá de recursos adicionales por 29 mil 700 millones²⁶ -el 16% de su gasto programable- como producto de la reciente reforma a su régimen fiscal, que aumentarán anualmente para llegar a 43 mil en el año 2012, resultarán insuficientes, aún dentro de su esquema actual de operación.

Para avanzar en las metas que contempla el organismo -mantener la plataforma de 3.1 MB/d, alcanzar tasa de recuperación de reservas al 100% para 2012 para llegar entonces a una duración de reservas a 10 años (actualmente es de 9.3), mantener incrementos de producción de gas por encima de la demanda y corregir deficiencias de mantenimiento para mejorar seguridad, serían necesarios, según el Director de PEMEX, otros 33 mil millones de pesos.

El problema en opinión de algunos analistas independientes radica sin embargo, no tanto en lo que podrá hacer el organismo con los nuevos recursos ya aprobados o los que eventualmente llegaran a aprobarse, sino en la falta de definición por parte de la actual administración, de una política de largo plazo para la industria petrolera, por lo que, más allá de la existencia de proyectos en PEMEX, no queda clara la forma en que más recursos habrían de impactar en asuntos como continuar generando recursos para apoyar las finanzas públicas, reestablecer el nivel de reservas, detener la caída de producción, afrontar pasivo laboral, PIDIREGAS, ecología, seguridad, mantenimiento²⁷.

²⁶ Considerando este recurso adicional se espera que el presupuesto para 2008 sea de 330 mil millones de pesos (dejando fuera el gasto de amortización). J. R. Heróles en Reunión de Trabajo con la Comisión de Energía, 25 de octubre de 2007, ante la que presentó 15 iniciativas estratégicas agrupadas en cuatro rubros: productividad y eficiencia; seguridad física e industrial; gestión y rendición de cuentas; y modernización e internacionalización.

²⁷ Rodolfo Gasca Neri, en Foro sobre régimen fiscal y requerimientos financieros de PEMEX, Comisión de Energía del Senado, 19 de octubre de 2007, quien también apunta que sin la restitución al 100% de la producción, con reservas probadas, se estará entrando en

En esa misma lógica se ubican pronósticos de otros consultores privados, quienes coinciden en que la insuficiencia de inversiones en los montos en que se requieren, podría hacer que a la vuelta de 10 años, en el 2017, México se convierta en importador neto de hidrocarburos, con un creciente deterioro de la balanza comercial, que impactará negativamente los ingresos para sostener un balance adecuado de las finanzas públicas²⁸.

Por lo tanto, los recursos adicionales del nuevo régimen fiscal para PEMEX si bien le permiten un respiro, no parece que vayan a incidir en la solución de sus problemas estructurales.

8. Visiones sobre el Futuro de PEMEX

Con matices, predominan entre los actores políticos y económicos tres visiones sobre el futuro de la industria: la apremiante o de emergencia de origen gubernamental; el proyecto alternativo para rescatar y desarrollar el sector energético propuesto por AMLO; y la propuesta modernizadora: seguridad y soberanía energética que se ha empezado a tejer en el seno del Grupo Parlamentario del PRI.

En la siguiente tabla se presentan de manera esquemática:

8.1. La Posición Apremiante o de Emergencia de Origen Gubernamental

Sostenida en lo fundamental en la esfera gubernamental sobre el desplome de los recursos y por algunos analistas y líderes de opinión, se apoya en supuestos y elementos de diagnóstico como los siguientes:

una etapa de retornos negativos: sin ello, entre más recursos se inyecten, mayor será el problema para México, no para PEMEX que, por ser una empresa del Estado no puede ir a la quiebra (su pasivo y supervivencia estarían garantizados por el Gobierno Federal).

²⁸ Grupo Financiero Interacciones. "¿México, importador de petróleo crudo?", octubre de 2007.

- Un agotamiento de las reservas petrolíferas que amenaza en el corto plazo su extinción total;
- Enormes volúmenes -60 mil millones de barriles- potenciales de hidrocarburos en el Golfo de México a profundidades de entre 2 y 3 kilómetros para cuya explotación no se dispone de la tecnología, ni se encuentra en el mercado;
- Las cuantiosas inversiones que requiere PEMEX a corto, mediano y largo plazo no podrán sostenerse con recursos públicos, por lo que es inminente la necesidad de abrir la industria en todos sus segmentos a la inversión privada, nacional y extranjera;
- Necesidad de reformas a nivel constitucional y jurídico para destrabar los impedimentos a la inversión privada;
- Lo relevante ahora no es que la nación siga siendo propietaria de los recursos del subsuelo, sino su efectivo aprovechamiento, más allá del origen de los recursos que sean necesarios para ello;
- La única manera de hacer competitiva y eficaz a la industria es asegurando su operación bajo estándares de productividad propios del sector privado como lo hacen las petroleras más importante a nivel mundial;
- La inminente necesidad de suscribir contratos de riesgo con compañías privadas y estatales de otros países que cuentan con la tecnología para la exploración y explotación en aguas profundas y que la condicionan a la aceptación de sociedades de riesgo;
- Incapacidad actual de PEMEX para seguir sosteniendo un contrato colectivo tan oneroso que constituye una de las causas de su baja de productividad.

Es dentro de esta visión apremiante en la que se ubica el proyecto de iniciativas de reforma que, al parecer, el Gobierno Federal²⁹ tiene contemplado enviar al Congreso. Algunas de sus supuestas orientaciones parecen ser las siguientes:

²⁹ El Universal, 6 de noviembre de 2007.

- Sería una reforma no solo para el subsector petrolero, sino para electricidad y el sector energético en general;
- Buscaría privatizar áreas estratégicas de PEMEX;
- Abriría generación y comercialización de energía eléctrica a la inversión privada;
- Convocatoria al capital privado en la extracción de gas natural.

Para ello, dicha iniciativa estaría incluyendo varios cambios a la Constitución para eliminar la exclusividad del Estado en esos ámbitos.

Ante dichos trascendidos, la postura del PRD en el Congreso, es de absoluto rechazo sobre la aceptación de inversión privada en cualquiera de las áreas reservadas.

8.2. El Proyecto Alternativo para Rescatar y Desarrollar el Sector Energético presentado por AMLO

Presentado recientemente por Andrés Manuel López Obrador, este proyecto se propone convertir a México en una potencia energética, impidiendo su privatización y con una reorientación profunda de sus políticas y programas.

El sustento del proyecto consiste en términos generales, en la reducción sustancial del gasto corriente del Gobierno Federal, que se convierta en ahorro para destinarse como inversión para PEMEX; reinvertir en él, el total de los excedentes por ingresos petroleros; el combate a la corrupción dentro de PEMEX y la corrupción asociada a él; y el regreso al esquema de PEMEX como una sola empresa, mediante la desaparición de sus subsidiarias para su fusión con PEMEX Corporativo.

En términos más específicos este proyecto propone, entre otras acciones:

- Reducir gasto corriente del Gobierno Federal para ahorrar hasta 200 mil millones de pesos;
- Rescate integral de PEMEX, fusionando sus empresas subsidiarias en una sola;

- Que todo el excedente presupuestal petrolero por arriba del precio promedio de 2006, sea invertido en el sector energético, lo que pudiera significar, a los precios actuales, hasta 200 mil millones de pesos;
- Utilizar el aumento de recursos para PEMEX para invertir en proyectos urgentes: exploración en aguas someras y profundas, construcción de refinerías, modernización y ampliación de petroquímicas e inversión en mantenimiento y seguridad;
- Iniciar el prepago de PIDIREGAS, mediante emisión de bonos en mercados internacionales, y a través de la utilización de parte de las reservas internacionales del Banco de México;
- Un cambio en el esquema actual de contratos de PEMEX, transparentando licitaciones y prescindiendo en absoluto de contratación en base a los PIDIREGAS; y
- El impulso al desarrollo científico y tecnológico en hidrocarburos y fuentes renovables.

8.3. Propuesta Modernizadora de Seguridad y Soberanía Energética del GPPRI

En sus primeros acercamientos al tema, el Grupo Parlamentario del PRI ha perfilado un proyecto modernizador, a partir de algunos principios básicos:

- Salvaguardar en sus términos el Artículo 27 Constitucional

Con el fin de seguir asegurando las riquezas del subsuelo como propiedad de la Nación. Se trata de garantizar al país, un aprovechamiento más racional y eficiente de la explotación de los recursos a su disposición; y, a partir de ello, participar a nivel mundial, en condiciones en las que prevalezca el interés nacional, garantizando adicionalmente para PEMEX, mayor eficiencia, competitividad y acceso a nuevas tecnologías.

- Soberanía y seguridad energética

Se trata a través de este principio, de asegurar la disponibilidad de los hidrocarburos en un horizonte no menor a 50 años, pues es un hecho que la mejor estrategia es aquella que se plantea en el largo plazo. Para ello será necesario combinar diferentes medidas: la explotación y aprovechamiento más racional de los hidrocarburos; la recomposición de plataformas de exportación, con énfasis en productos exportables con valor agregado; la elevación sustancial de los índices de restitución y recuperación de reservas; y la incursión en las mejores tecnologías, para aprovechar al máximo todo el potencial en aguas superficiales, profundas y recuperación de yacimientos maduros continentales.

Se buscaría asimismo, acortar la brecha que se tiene en materia de tecnología, para estar en condiciones a mediano plazo, no sólo de reducir la dependencia que hoy se tiene, sino incluso, de compartir o exportar tecnología como parte del valor agregado de los productos y servicios de PEMEX.

- Modernización de PEMEX

Con base en este principio se propone la transformación de Petróleos Mexicanos en una empresa pública moderna, eficaz y competitiva, asegurándole un perfil de organización y operación que sea resultado tanto de la propia evolución a lo largo de su historia, como de los esquemas exitosos y mejores prácticas internacionales.

Su modernización implica el apuntalamiento de las fortalezas con que cuenta; garantizarle condiciones para resolver y superar sus desajustes estructurales, en particular para sanear sus estructuras financieras y laborales; y la posibilidad de insertarlo en un nuevo ciclo de eficacia, eficiencia, acceso a las mejores tecnologías y financiamientos que no pongan en riesgo su viabilidad.

- Rechazo a contratos de riesgo

Ello en virtud de que dichos contratos en actividades de exploración y explotación, se traducen inevitablemente en extracción de beneficios por compañías privadas, sobre un recurso que es de la Nación y que requiere continuar siendo palanca del desarrollo.

- Posibilidad de alianzas estratégicas

Lo cual implica la promoción de adecuaciones a la legislación reglamentaria para fortalecer a la empresa pública y definir con precisión, las áreas en las que estas alianzas serían susceptibles de llevarse a cabo, así como las condiciones para hacerlo.

Las alianzas estratégicas se promoverían, en un primer nivel, que se refiere al nivel estratégico y prioritario, con empresas estatales de otros países que disponen de las tecnologías y que no condicionan su transferencia a asociaciones riesgosas; y que pudieran acompañarlas con intercambios en materia de mejores prácticas de gestión administrativa y financiera.

En un segundo nivel, será posible pensar en la definición de segmentos de coparticipación con el sector privado, en las áreas no estratégicas ni prioritarias, susceptibles de agregar valor a la materia prima, por ejemplo transporte y distribución de petrolíferos, instalación de ductos y refinerías.



**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES LEGISLATIVAS
DEL SENADO DE LA REPÚBLICA
*BELISARIO DOMÍNGUEZ***



SENADO DE LA REPÚBLICA

**SEN. SANTIAGO CREEL MIRANDA
PRESIDENTE DE LA MESA DIRECTIVA DEL SENADO**

**SEN. MANLIO FABIO BELTRONES
PRESIDENTE DE LA JUNTA DE COORDINACIÓN POLÍTICA DEL SENADO**

**SEN. HUMBERTO AGUILAR CORONADO
PRESIDENTE DEL IILSEN**

**MTRO. LUÍS MENDOZA CRUZ
COORDINADOR DEL REPORTE Y
DIRECTOR GENERAL DE ESTUDIOS LEGISLATIVOS
GOBIERNO Y ADMINISTRACIÓN PÚBLICA**

**INVESTIGADORES
LIC. MARIO CAMPOS MOTA
LIC. SERGIO ROMERO VILLANUEVA**

NOVIEMBRE DE 2007