



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE ECONOMÍA**

**"Importancia de impulsar la construcción
de pozos en Chicontepepec, Veracruz para
recuperar la producción petrolera".**

TESINA

**Que para la obtención del grado
de Licenciado en Economía presenta:**

Natalia Becerril Ugalde

Asesor: Mtro. José Jesús Sánchez Arciniega

México DF, mayo de 2011.





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar y antes que agradecer a cualquier persona, quiero darle gracias a Dios por permitirme llegar a este momento de mi vida a pesar de las adversidades y todos los problemas que forman parte de esta vida, por darme la oportunidad de superar todo esto.

A Héctor Becerril Garduño y a Jesús Ugalde Báez en donde quiera que se encuentren gracias por todo su amor y sus valiosas enseñanzas. Gracias por el gran legado que me dejaron.

Gracias a mis padres, Héctor Becerril Hernández y Teresa Ugalde Domínguez por siempre darme lo mejor, por sus consejos, por sus regaños pero sobre todo por todo su amor y apoyo sin importar las circunstancias. También a mi hermana Violeta por ser parte de esta familia y de este aprendizaje que nunca termina.

Gracias a mi hijo Héctor Alejandro Jasso Becerril por ser mi motor y por siempre darme una esperanza cuando todo parece oscuro, eres y siempre serás el amor de mi vida.

A toda mi familia, de la cual estoy muy orgullosa, a Guadalupe Domínguez por transmitirme toda su sabiduría y siempre darme su apoyo incondicional.

A mis amigos Paulina Rodríguez, José Silva, Carolina Rodríguez y Marco Antonio Flores, por su amistad, apoyo y ayuda invaluable.

A Juan Ignacio Hernández por todo lo que aportó a mi vida, y a este trabajo.

Al Ingeniero Ricardo Mondragón por toda ayuda que me brindó al proporcionarme información y datos para este trabajo, por sus consejos y amistad.

A mi asesor el Maestro Jesús Sánchez Arciniega, por toda su paciencia y consejos no solo académicos.

Un agradecimiento especial al profesor Raymundo Morales por todo su apoyo para poder llegar hasta este punto.

“Tantas veces me mataron,tantas veces me morí, sin embargo estoy aquí resucitando.

Gracias doy a la desgracia y a la mano con puñal, porque me mató tan mal, y seguí cantando...”

María Elena Walsh

Índice

	Pág.
Introducción	1
CAPITULO I. Marco Histórico	4
I.1 La política Petrolera del Estado Mexicano	4
I.2 Industria petrolera	6
I.2.1 Primera etapa (1983-1989)	6
I.2.2 Segunda etapa (1989-1994)	13
I.2.3 Modernización y apertura petrolera	16
I.3 Tercera etapa (1994-2000)	21
I.3.1 Crisis económica, privatización y deuda	21
I.3.2 Política petrolera en el contexto del TLC	24
I.3.3 La Reforma Energética de 2008	25
CAPITULO II. Producción Nacional de Petróleo	27
El ingreso por comercio exterior de Hidrocarburos	30
II.2 Definición de las reservas	35
II.3 Región Norte	40
II.3.1 Evolución de volúmenes originales	41

II.3.2 Aceite crudo y gas natural	43
II.3.3 Evolución de las reservas	45
II.3.4 Petróleo crudo equivalente	51
II.3.5 Relación reserva-producción	53
CAPITULO III. Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG)	55
Introducción del proyecto	55
Antecedentes	55
III.1 El descubrimiento de los yacimientos de Chicontepec.	57
III.2 Ubicación geográfica y características geológicas	58
III.1.1 Características geológicas	61
III.2 Objetivos del Proyecto ATG	62
III.3 Evaluación Económica del Proyecto	66
III.3.1 Análisis del flujo de efectivo	66
III.3.2 Niveles de productividad	71
III.3.2.1 Sensibilidad a cambio de precios	74
III.3.3 Estrategia de contratación de perforación de pozos	74
III.4 El proyecto actualmente	75
IV Conclusiones y recomendaciones	77

IV.1 Conclusiones	77
IV.2 Recomendaciones	79
Bibliografía	80

INTRODUCCIÓN

El petróleo juega desde hace muchos años un papel crucial en la economía mexicana. Baste decir que en 2008 las ventas de crudo sostuvieron el 40% del presupuesto del país, según datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Las grandes reservas probadas de México, cercanas a los 12 mil millones de barriles¹, sitúan a Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la undécima posición del ranking de las empresas petroleras más grandes del mundo.

La mayoría de los países productores de petróleo han consumido más de la mitad de sus reservas, países maduros² declinando representan el 25 por ciento de la producción mundial de 2009, entre ellos Venezuela, Argentina, Indonesia, Noruega y México.

Según datos de la Secretaría de Energía, en 1995 la producción media de PEMEX fue de 2,7 millones de barriles de crudo por día, cifra que aumentó hasta un pico de 3,8 millones por día en 2004 para caer hasta los 3,5 millones en 2007. En 2008, la producción siguió cayendo, en un 9,2%, al tiempo que el gobierno logró aprobar, tras no pocas discusiones, una reforma energética que busca revertir esta tendencia a la baja. La caída en la producción se debe en gran parte al declive natural del complejo de Cantarell, el campo con mayor producción pero también campo maduro.

Es por eso que PEMEX se ha enfocado en Proyectos estratégicos para incrementar materialmente la productividad que ha perdido debido a los campos maduros, en estos proyectos estratégicos se encuentra el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), el cual es tema de la presente tesina. Para el año 2009, PEMEX repartió la mayor parte de su inversión para exploración y explotación en tierra firme en el proyecto ATG la exploración y producción en aguas profundas, y las actividades en aguas poco profundas para aumentar la producción en los complejos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

El desarrollo de reservas en Chicontepec permitirá mantener el nivel de producción en el corto y mediano plazo. Por otro lado, el esfuerzo exploratorio resuelve el problema de

¹ Datos del Informe Anual del año 2009 de Petróleos Mexicanos.

² El término maduro es generalmente usado por Petróleos Mexicanos y la Secretaría de Energía para hacer referencia al declive natural en la producción de petróleo.

mediano y largo plazo. El Proyecto Aceite Terciario del Golfo contiene 39 por ciento de las reservas totales del país, es decir, 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, según datos de Petróleos Mexicanos. La relevancia de este proyecto es aún mayor en términos de reservas no probadas, ya que concentra 56 por ciento de las reservas probables y 58 por ciento de las reservas posibles del país.

El objetivo del presente trabajo es hacer una descripción comparativa de los resultados obtenidos a través de elementos de economía, producción y tecnología aplicadas hasta el momento al proyecto ATG, con las metas planteadas por PEMEX, para conocer si han sido alcanzadas satisfactoriamente o han sido insuficientes.

A lo largo del trabajo subyace la pregunta: ¿Qué debe hacer PEMEX para recuperar los niveles de producción de 90's y qué proyectos son los más viables desde el punto de vista económico?

La propuesta es que dirija su mirada hacia los campos petrolíferos de Chicontepec, en el estado de Veracruz, antes que iniciar la exploración en aguas profundas.

El alcance de este trabajo se desarrolla en un periodo que comprende del año 2000 hasta el año 2009. En este periodo se incluyen proyecciones hacia el año 2010. En relación a la información estadística utilizada, fueron tomados principalmente de las bases de datos de PEMEX, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de Secretaría de Energía (SENER), dada la importancia reguladora que tienen la SENER y la CNH con respecto a PEMEX.

La presente tesina se divide en tres capítulos: Marco Histórico; Producción Nacional de Petróleo y Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG). Al final de los capítulos se encuentran las conclusiones y recomendaciones.

En el capítulo uno, se describen las políticas económicas adoptadas por los diferentes gobiernos a partir de los años ochentas hasta el año dos mil ocho. Es decir, las políticas aplicadas a la industria petrolera y las modificaciones a la reglamentación, como la reforma energética realizada en el año dos mil ocho. Esto con el propósito de que el lector tenga un panorama más amplio en cuanto a la situación política de la industria petrolera.

En el capítulo dos, se hace una descripción de la producción nacional de petróleo, las exportaciones e importaciones, el comercio exterior, y se definen los conceptos de las reservas para que mas adelante pueda comprenderse mejor el proyecto ATG, así como la evolución en términos de producción de las reservas nacionales.

En el capítulo tres, se aborda el Proyecto ATG, describiendo de manera general los antecedentes del proyecto, la ubicación geográfica, las características geológicas, los objetivos económicos del proyecto y la evaluación económica.

Hasta que en países como México lleguen a encontrar nuevas fuentes renovables o no renovables de energía, que sean económicamente viables, el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía, por lo que hace necesario que PEMEX siga buscando proyectos y estrategias para recuperar el nivel de productividad, como lo ha venido haciendo con el Proyecto ATG, entre otros.

CAPÍTULO I. Marco Histórico.

La política Petrolera del Estado Mexicano

Desde fines de 1982 se inicia en México una transformación radical de la economía. En este periodo, 1982-1988, se abandona la vía del desarrollo fincada en la industrialización sustitutiva de importaciones como eje del desarrollo interno, y adoptan la estrategia de desarrollo de libre mercado que impulsa en el mundo el capital transnacional predominante, para lograr su expansión globalizadora como una salida a la crisis estructural del sistema capitalista internacional, y en particular, a la declinación de la hegemonía estadounidense, que se expresan abiertamente desde principios de la década de 1970.³

Una de las características de la política económica de libre mercado ha sido el desmantelamiento de las empresas pertenecientes al Estado, decretando la privatización de estas empresas, con el propósito de abrir esos espacios de acumulación a las empresas privadas, sobre todo las transnacionales.

Ante el colapso financiero del país en 1982, la administración respectiva, para conseguir la renegociación de la deuda externa cuyo servicio vencía entre 1982 y diciembre de 1984, pactó con el FMI un programa económico ortodoxo para corregir los desequilibrios financieros.

Por medio de la política ortodoxa de FMI para reducir la inflación, se redujo la desestabilización de las empresas públicas, y con ella el abandono del papel empresarial que el Estado había desempeñado para mantener el funcionamiento de la economía interna, la reducción de los salarios reales, devaluaciones drásticas que debilitaron a las empresas del país, públicas y privadas, llevando a muchas a la quiebra. La apertura a las importaciones ahondaría este proceso.

Adicionalmente, este programa al promover políticas para que México cumpliera con el pago del servicio de la deuda externa durante un plazo largo, impulsó una serie de ajustes estructurales tendientes a introducir el libre mercado en el país. Se indujo la apertura de México al comercio e inversión externa, la reorientación del eje dinámico de la economía

³ Ángeles Cornejo Sarriá. Intervención del Estado en la industria Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Económicas. Textos Breves de Economía, 2001.

hacia la exportación de productos industrializados intensivos en mano de obra poco calificada y barata, así como de productos primarios y servicios turísticos.

La política petrolera que han aplicado los gobiernos de los sexenios de 1982 hasta el año 2000, se ajustaron al modelo petrolero transnacional, siguiendo las recomendaciones hechas por las corporaciones petroleras internacionales y los países desarrollados mediante la Agencia Internacional de Energía (UEA), una vez que se desplazó a la OPEP del control del mercado petrolero internacional. Este modelo plantea la privatización de las empresas públicas petroleras y promueve acabar con el monopolio. Dentro de este modelo petrolero, México tiene un lugar específico, el ser un instrumento de Estado Unidos y de los países de la Agencia Internacional de Energía (UEA) para imponer su estrategia petrolera internacional.

La política petrolera de los gobiernos mexicanos a partir de la apertura de los mercados nacionales al resto del mundo, se caracteriza por su progresiva adhesión a las políticas dictadas por la UEA, por medio de las renegociaciones de la deuda externa, el Tratado de Libre Comercio y el Acuerdo Marco por el cual el gobierno de Zedillo confirió a Estado Unidos los ingresos de las exportaciones petroleras como depósito mientras México le pagaba el crédito de 20 000 millones de dólares que ese país hizo al nuestro a raíz de la crisis financiera mexicana de fines de 1994. Dada la trascendencia histórica de PEMEX en la conciencia nacional y los riesgos políticos que implicaría una privatización abierta y abrupta como se ha hecho en otras empresas, los gobiernos del periodo mencionada han actuado gradualmente y han sujeto a PEMEX a un proceso de reestructuración que ha implicado una progresiva privatización mediante la modificación de leyes secundarias.⁴

⁴ Ibíd. 28

Industria Petrolera

Primera etapa (1983-1989)

En esta época la economía mexicana estaba en crisis, el PIB caía 4.2 y 3.8 por ciento en 1983 y 1986, respectivamente, se agotaban las reservas del Banco de México, había devaluaciones constantes, la inflación alcanzaba niveles superiores al 100 por ciento, la balanza de pagos presentaba problemas y la deuda externa total se había elevado considerablemente. Además, la nacionalización de la banca privada aceleraba los problemas económicos y provocaba enfrentamientos políticos.

Estos son solamente algunos elementos que pudieran definir la aguda crisis por la que atravesaba el país, dejando muy cuestionado el modelo aplicado desde décadas pasadas, como la de sustitución de importaciones⁵, vértice del denominado “desarrollo hacia adentro”.

Para enfrentar la crisis de 1982-1983, la administración correspondiente elaboró el Plan Nacional de Desarrollo, el cual fue dividido en dos fases estratégicas: la Reorganización económica y el Cambio estructural. La primera fue dirigida por programas anticrisis de corto plazo, cuyos objetivos centrales se enfocaron en el combate a la inflación, el apoyo a la recuperación del aparato productivo, la protección del empleo y la disminución del déficit público.

Esta estrategia se inició con el programa Inmediato de Reordenación Económica (PIRE), 1983-1985. Ante la drástica caída de las cotizaciones internacionales del petróleo mexicano, cuyo precio promedio bajó de 28.68 a 11.85 dólares por barril entre 1982-1986, el gobierno se vio obligado a aplicar una política de contención, que sumaba un ajuste fiscal con restricción monetaria y crediticia. Ante la continuidad de la crisis para el bienio 1987-

⁵

El modelo de industrialización sustitutiva de importaciones, tuvo un importante papel dentro del desarrollo económico (dependiente) de los países latinoamericanos, política que abarcó desde la década de los cincuenta hasta los setenta. Esta corriente teórica de industrialización inició con la Comisión económica para América Latina (CEPAL); organismo perteneciente a la Organización de las Naciones Unidas (ONU). La idea del modelo era que los mercados internos no dependieran de la producción extranjera así como, ahorrar divisas, agregar valor y elaborar mercancías para mercados externos.

1988 se diseñó el Programa de Aliento y Crecimiento (PAC), cuyo objetivo fue asimilar los efectos del “choque” externo y encauzar una recuperación gradual de la economía.

Ante el desorden de la inflación, que llegó a 137 por ciento anual, el desplome de la Bolsa Mexicana de Valores (octubre de 1987) y el ataque especulativo del peso, el gobierno se vio en la necesidad de ajustar nuevamente su política económica. Fue así que en diciembre de 1987 se creó el Programa de Solidaridad Económica (PSE) concertado y signado por el gobierno, los empresarios, los obreros y los campesinos; cuyo objetivo central era frenar decididamente la inflación. El principal mecanismo del PSE fue lograr congelar el salario de los trabajadores mexicanos, para abrir paso a una segunda línea estratégica: el Cambio Estructural.

La referida línea estratégica, fue favorable para pasar de un modelo de industrialización basado en la sustitución de importaciones a un modelo de carácter exportador. Lo que fortalece ante todo al capital monopolista transnacional, que estructura una plataforma de exportación basándose en la industria maquiladora. Con lo cual se pretendía llegar a un proyecto de internacionalización de la economía mexicana, dado que se le confiere un papel primordial a la inversión extranjera directa (IED) como socio, aportador de tecnología, financiamiento y asesoría especializada.

En resumen el cambio estructural, condujo a “la imposición de un modelo económico de exportación que bajo una economía abierta, se induce el denominado desarrollo hacia fuera”⁶.

Otro objetivo fue “despetrolizar” la economía, si bien la obtención de divisas es un importante apoyo para un crecimiento; había que obtenerlas por vías que no se centraran en la exportación de crudo o vía endeudamiento externo. Por lo que se establecieron como medidas: aumentar y acelerar las exportaciones de productos no petroleros; diversificar los mercados externos, y además, racionalizar el marco de protección para elevar el nivel competitivo de la planta productiva en mercados nacionales y externos.

Dentro de este marco de apertura, se desenvolvería la industria petrolera del país guiada por el Programa de Energía y un Plan Quinquenal de PEMEX 1985-1989.

⁶ De la Vega, Sosa, Suárez, 1989

Las líneas generales de política petrolera, se centraron en incrementar las reservas probadas de hidrocarburos; satisfacer el consumo interno, y cumplir los compromisos con el exterior. Atención especial merecieron las medidas de mantenimiento preventivo y protección del medio ambiente.

En 1986, se llevó a cabo una resolución con la que se aplicó un ajuste técnico a la clasificación de los petroquímicos básicos (pb) y los secundarios (ps)⁷. Se reordenaron 45 pb, quedando el ajuste en 34 pb y 35 ps. Se da así un primer paso al posterior proceso de privatización de la petroquímica básica, ya que tal transferencia permitía al sector privado (nacional y extranjero) fabricar petroquímicos que eran producción exclusiva de PEMEX.

Y en cuanto al tratamiento fiscal, todo el periodo se caracterizó por una grave restricción de recursos para la empresa. Así, por ejemplo, en el ejercicio fiscal de 1985, PEMEX sólo conservaría 9 por ciento del valor de sus ventas internas, después de pagar impuestos, lo que indicaba que PEMEX, continuaría siendo un flujo financiero importante para el presupuesto y gasto del gobierno federal, pese al proyecto “despetrolizador” de la economía. Situación que se prolonga hasta el siglo XXI.

En lo que se refiere a la política de inversión, estaría orientada a consolidar instalaciones, mejorar la productividad, reducir costos de transporte, proteger el medio ambiente, así como para abatir por lo menos en un 10 por ciento el consumo interno de la energía. Es de advertirse que no se apuntaba nada respecto a la necesidad de inversiones para la construcción de nuevas refinerías o complejos petroquímicos.

Pero al final de cuentas, la meta del Plan Quinquenal 1983-1989 de incrementar las reservas petroleras no resultaron como se esperaba, esto como consecuencia de varios hechos que confluyeron en la denominada “década perdida”: un escenario de crisis económica (incluso con un elevado costo financiero, producto de los devastadores sismos de 1985, en la ciudad de México), una acelerada caída de las cotizaciones internacionales del petróleo crudo y, como consecuencia, una crisis del endeudamiento externo, que entre 1982-1990 condujo a una transferencia neta de capitales por 59 795 millones de dólares, resultado de la diferencia entre los pagos del servicio de la deuda por 119 799 millones y

⁷ Diario Oficial de la Federación, octubre de 1986.

las disposiciones a largo plazo (préstamos) por 60 000 millones de dólares⁸. Además que, durante el periodo referido, la deuda pública externa pasó de 58 874 a 77 757 millones de dólares.

El anterior escenario general adverso y el sensible descenso en la inversión petrolera, se agravó con una caída de 6.1 por ciento de las reservas probadas de hidrocarburos entre 1983-1989, en un al pasar de 72 000 a 67 600 MMb.⁹

Si bien el Programa Quinquenal 1985-1989 de PEMEX, aspiraba a un crecimiento de la industria petrolera en sus diversas actividades y cuyas metas parecían alcanzables, el cúmulo de problemas mencionados anteriormente abatieron los pronósticos, objetivos y metas del Programa, aunado a la explosión del ambiente petrolero mundial que no fue prevista en su verdadera dimensión.

Pero dentro de este mundo en crisis se pueden advertir ciertos aspectos positivos. Por ejemplo, a pesar de que el índice de utilización de la capacidad instalada en refinación cayó de 97.5 por ciento a 79.1 por ciento entre 1985-1989, la producción de los principales petrolíferos (entre los que se incluyen gas licuado, gasolinas, diesel, combustóleo y asfaltos, entre otros) pasó de 80.1 a 84.7 millones de metros cúbicos.

En lo que respecta a la industria petroquímica, el índice de utilización referido mostró un aumento al pasar de 65.9 a 82.3 por ciento durante el periodo señalado. Lo que se manifestó en un crecimiento en la producción de petroquímicos básicos de 30.9 por ciento, al aumentar de 12.4 a 16.2 millones de toneladas. Cifras que se refieren sólo a la producción de los ocho petroquímicos básicos (pb). Si nos remitimos a su reclasificación en secundarios y terciarios aplicada en 1992.¹⁰

Actualmente la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, en su artículo 3 inciso III establece que los petroquímicos básicos son parte de la industria petrolera que abarca:

⁸ Estudios del Centro de Información y Estudios Nacionales, 1991

⁹ A manera de ejemplo, considérese que en el ejercicio fiscal del año de 1985 mientras la inversión de la empresa fue del orden de los 4 383.4 millones de pesos, su contribución al fisco fue más de seis veces superior: 29 435 millones de pesos.

¹⁰ Hacia agosto de 1992, apareció en el *Diario Oficial de la Federación* la nueva reclasificación de los pb, quedando éstos en sólo ocho; los ps se redujeron a 12; abriéndose la petroquímica terciaria (pt) con 37 petroquímicos. Los que se pueden ser elaborados por el sector privado, disminuyendo así la actividad del Estado en la producción de petroquímicos.

La elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas, que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se mencionan:

- Etano
- Propano
- Butano
- Pentanos
- Hexano
- Heptano
- Materia prima para negro de humo
- Naftas
- Metano

(cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos)

PEMEX está a cargo del procesamiento, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos, así como de los derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales, tales como el Solvente de absorción y los Solventes K y L.

Y existen 13 petroquímicos secundarios que requieren permiso de la Secretaría de Energía para su elaboración: Acetileno, Amoniaco, Benceno, Butadieno, Butilenos, Etileno, Metanol, n-Parafinas, o-Xileno, P-Xileno Propileno, Tolueno, Mezcla de Xilenos.

Este proceso estuvo encadenado a un proyecto para privatizar la industria petroquímica Básica de PEMEX.

Estos aspectos se reflejan en la distribución porcentual de petróleo crudo dentro del mercado interno. En este sentido, entre 1985-1989 dentro de la industria de la refinación dicho porcentaje pasó de 38.9 por ciento a 40.2 por ciento, en tanto que para la industria petroquímica tal distribución pasa de 6.6 por ciento a 8.8 por ciento.

¿Qué debe interpretarse de esto? Una de las tantas respuestas, es que se mostró preocupación por mantener nuestro relativo grado de autosuficiencia para poder cubrir la demanda nacional de energéticos y de petroquímicos básicos.

Por otra parte, en el plano del mercado internacional, el número de actores va aumentando y se concentran. Por un lado, están los países que integran la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y, por otro, el grupo de países No OPEP (o resto del mundo). Grupos que tras su conformación, favorecen a los principales países consumidores en razón de la caída en los precios del petróleo (sobre todo en 1986 y 1988). Configurándose el retorno a una nueva era de petróleo que es barato para quien lo compra y caro para quien lo extrae.

En los hechos, la OPEP perdía su influjo sobre el sistema de cotización internacional del petróleo, que pasó a control de los agentes de los mercados *spot* (o especulativos) y, por ende, esto fue favorable a los potenciales países consumidores. Como sería el caso de los países europeos, que para esos años ya importaban más de 90 por ciento de lo que consumían.

A pesar de tal pérdida, el poder de la OPEP seguiría radicando en los bajos costos de extracción, así como del monto de sus reservas probadas que cubren alrededor de 70 por ciento del total mundial, mientras que las del resto del mundo sólo cuentan con 30 por ciento.

Pero inmersas en el caos derivado de la guerra comercial por mercados y clientes que libraron los países de la OPEP durante la década de los ochenta, estaban ya presentes medidas para el libre mercado que influían en el quehacer de los ministros petroleros. Así, las políticas, estrategias y líneas de acción económicas y petroleras fueron encadenadas a las fuerzas del mercado, la modernidad, la competencia, la apertura a la inversión extranjera, la desregulación y la privatización, que entre otras medidas conjugaban el llamado modelo de mercado abierto.

Dada la drástica caída de divisas petroleras, una de las salidas aplicadas fue incrementar los precios internos de los petrolíferos y petroquímicos; medida que también se asocia al aumento de los costos de producción ante mejoras en la calidad de gasolinas y combustibles.

Por ejemplo, la gasolina Nova tenía en diciembre de 1985 un precio por litro de 0.085 pesos, para diciembre de 1989 aumentó en más de 500 por ciento al llegar a 0.525 pesos por litro. En el caso de los petroquímicos se advirtió el mismo comportamiento; fue así que el heptano cuyo precio por tonelada era de 83.71 pesos en 1985, hacia 1989 aumentó más de 600 por ciento, a 554.91 pesos la tonelada.

Lo anterior evidencia los objetivos de una política de aumento en los precios, la disminución o eliminación de subsidios y el saneamiento de las finanzas; lo que por otro lado, demostró el “efecto en cascada” derivado de las políticas señaladas, conduciendo a que la tasa de inflación rebasara 150 por ciento hacia el año de 1987. Asimismo, manifiesta otro impacto más sobre la economía y sociedad mexicanas, proveniente de la problemática petrolera internacional.

La situación de la industria petrolera mexicana y sus diversos efectos sobre la economía y el erario federal, durante la primera fase de la etapa aquí expuesta, derivada del carácter mono-exportador que adquiere PEMEX en su comercio internacional, al centrar su exportación principalmente en petróleo crudo con lo cual encadenó sus ingresos de divisas a los críticos vaivenes de los precios en el mercado externo, cuyos problemas no fueron previstos en su verdadera dimensión, hasta que la crisis apareció frenando toda estrategia, metas y objetivos del Programa Quinquenal, 1983-1989.

Segunda etapa (1989-1994)

Bajo una crisis política proveniente de las elecciones de 1988, el nuevo gobierno del país encamina otra fase del proyecto para liberar los mercados en la economía mexicana y el sector petrolero. Lo que se manifiesta en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 1989-1993 y dentro del Programa Nacional de Modernización Energética (PNME) 1990-1994.

Conforme el PND, para alcanzar los grandes objetivos nacionales¹¹ se requería de una modernización nacionalista. Los dos objetivos básicos de la estrategia de modernización eran: crecimiento económico y estabilidad de precios; los que se deberían alcanzar apoyando la inversión privada, incrementando las exportaciones no petroleras y reduciendo el peso de la deuda externa.

Por lo que se refiere a la modernización de las empresas públicas, se establece un nuevo criterio que va en función de los bienes y servicios que se producen. Empresas que debían guiarse por criterios de rentabilidad y conducirse de acuerdo con la competencia que les impone el mercado no debían de considerarse como instituciones sociales, no obstante que tienen una función social que cumplir emanada de la propia Constitución Política.

Se reconoce el papel central de las empresas públicas dentro de las áreas estratégicas, por relacionarse con actividades exclusivas del Estado; ya que su administración, aprovechamiento y conservación son relevantes para la soberanía nacional, en la medida que están relacionadas con la explotación de recursos no renovables (como el petróleo) y vinculadas con la seguridad nacional petrolera y energética de México.

Es importante destacar que las estrategias, objetivos y políticas generales y particulares del Plan, se orientaban por un espíritu de modernización. Cimentándose en la aplicación y cumplimiento de todo un conjunto de conceptos como: eficiencia, competencia, productividad, ajuste, promoción, concentración, racionalidad, diversificación, flexibilidad, etcétera.

Modernización tras de la cual se conducía a la apertura de la economía nacional y hacia los intereses del capital transnacional, con relaciones de poder cada vez más desiguales, con

¹¹ Los objetivos nacionales son: defensa, soberanía y promoción internacional de los intereses de México; ampliación de la vida democrática; recuperación económica y estabilidad de precios y el mejoramiento productivo del nivel de la vida de la población.

saldos mayores y favorables para los países desarrollados y empresas líderes mundiales. Donde los países subdesarrollados irían aportando su creciente cuota de pobreza, desempleo, pagos por servicio de la deuda externa, con aumento de las maquiladoras cumpliendo a la carta cabal los drásticos programas de ajuste económico, de las que también parte este espíritu para combatir la inflación económica, la liberalización, la privatización así como la modernización y apertura de la economía.¹²

Al leer el PND y el informe de Labores de PEMEX (1990) llamaba la atención la disciplina y rigurosidad-conforme a la estrategia de modernización económica- con que se acoplaban los lineamientos de política petrolera al esquema económico-neoliberal.

Veamos los mecanismos de financiamiento.¹³ Se indicaba que, para mantener y consolidar su posición superavitaria, PEMEX debía utilizar óptimamente los ingresos propios. Para lograr tal objetivo, según el programa, se requería:

* Revisar el régimen fiscal,¹⁴ con el objetivo de disminuir su peso relativo dentro de las finanzas públicas y su esquema de pagos sobre los Derechos de Extracción de Hidrocarburos (DEH). Pero los hechos serían una negación contundente a los “buenos propósitos”: el pago por DEH pasó de 18 301 (1989) a 35 281 miles de millones de pesos (1992), representando 54.5 por ciento de los ingresos por ventas; que en este último año llegaron a 64 263.8 millones de pesos (Memoria de Labores 1989 y 1992). Lo que demuestra la enorme sangría financiera a la que estaría sujeta PEMEX y la relativa importancia que tiene para las finanzas públicas de México.

Si bien PEMEX ha tenido una posición superavitaria, ésta se mantiene en el mínimo posible. Revisando el régimen fiscal de 1991, su utilidad antes de impuestos ascendió a 35 598.3 miles de millones de pesos, de los que el pago de impuestos y derechos adsorbió 90.3

¹² Es conveniente aquí, distinguir entre el programa de ajuste y el programa de estabilización. En tanto “que la estrategia de estabilización está destinada a calmar la turbulencia económica y financiera rebajando las tasas de inflación y reduciendo los enormes déficit presupuestarios a corto plazo, el ajuste estructural tiene como objeto reestructurar la capacidad productiva para aumentar la eficiencia y ayudar a restablecer el crecimiento, razón por la cual se extiende a plazos medio y largo. El último entraña una reforma de mercado, la privatización y la liberación”.

Véase, http://www.transnationale.org/castillan/sources/tiermone/tercermundo_ajuste.htm

¹³ Debemos señalar que dentro de las líneas de política establecidas en el PND y PNME centran su foco de atención en la situación financiera de Pemex, dándole relevancia a la captación de financiamiento vía créditos externos e internos, modernizando los mecanismos de captación, en esencia, más endeudamiento.

¹⁴ Los cambios efectuados dentro de la Ley de ingresos de la Federación de 1989 se centraron en tres puntos: reducción de la tasa efectiva de los derechos que no se refieren al DEH ni a los Derechos Especiales que no es lo que se pide; se redujo la tasa de impuesto especial a las gasolinas y diesel de 122 a 25 por ciento; se eliminó el arancel a la importación beneficiando la compra de gasolinas.

por ciento o 29 436.7 miles de millones de pesos, quedando una utilidad de 3 161.6 millones de pesos o 9.7 por ciento respecto de la utilidad referida.

Comparando datos de 1989 con 1991, advertimos que las utilidades antes de pago de impuestos aumentaron un 84 por ciento, el pago de impuestos se incrementó 52 por ciento, y no obstante que la utilidad neta aumentó en más de 162 veces no se convirtió en una significativa mejora financiera para PEMEX, pues su sangría fiscal se mantiene por arriba de 90 por ciento de sus rendimientos antes de impuestos.

*Otro supuesto mecanismo de mejora financiera lo centraron en el establecimiento de precios adecuados reales de los productos que internamente comercializa PEMEX para mejorar la generación de recursos propios. Política de precios que llevó a dos incrementos en los precios de los derivados (en mayo y diciembre de 1990) y siete ajustes en la mayoría de los productos petroquímicos.¹⁵

En el caso de las gasolinas y los combustibles se aplicó una política de diversificación, con propósitos ecológicos y ambientales de los derivados como el diesel desulfurado y la gasolina Magna, pero con precios más altos. Lo que se vio reflejado en la brecha que se fue abriendo entre ingresos por ventas nacionales y las de exportaciones. En tal sentido hacia 1992 los ingresos por ventas internas alcanzaron los 39 367 millones de “nuevos pesos”, mientras que por ventas externas sólo se captaron 25 935 millones de pesos, es decir, 34 por ciento menos que las internas. En otras palabras la mayor carga en la obtención de recursos se dejó a los consumidores nacionales, no obstante que hubo cierta recuperación de las cotizaciones externas del petróleo.

Pero es de llamar la atención respecto al acelerado crecimiento en la importación de petrolíferos, en especial de gasolinas y combustóleo (combustibles industriales), cuyos principales clientes son PEMEX, la Comisión Federal de Electricidad y el sector industrial, considerando además que gran parte del gas natural que consume PEMEX como materia prima lo utiliza para procesos petroquímicos.

¹⁵ Llama la atención que el crecimiento de precios en los petrolíferos y los petroquímicos no hayan provocado un “efecto cascada”, al no dispararse el fenómeno inflacionario como sucedió en años anteriores, además de que se consideró una reacción “normal”.

Para el caso de las gasolinas, en 1989 se importaron 10.3 MMb en 1994; lo que en valor representó una sangría financiera extra para PEMEX, pues significó un gasto que pasó de 258.5 millones de dólares a 564.6 millones entre 1988 y 1994.¹⁶ Es importante tomar en cuenta que los proyectos de inversión de la subsidiaria PEMEX Refinación respondían a un imperativo ambiental, por ejemplo mejorando las gasolinas, pero también es esencial disminuir las tasas de crecimiento de las importaciones de petrolíferos, ya que esto abriría un cauce para la construcción de las nuevas refinerías, y podríamos mantener nuestra autosuficiencia relativa.

A pesar de los programas de ahorro y uso eficiente de la energía, el consumo de los sectores transporte, industrial, residencial, comercial y de servicio público continuó en ascenso, lo que motivó que el índice de utilización de la capacidad instalada pasara, entre 1989-1994, de 79.1 por ciento a 94.4 por ciento; considerando el hecho de que la capacidad instalada de refinación en destilación atmosférica de crudo cayó de 1.679 MMbd a 1.520 MMbd y de que PEMEX había reducido el número de refinerías a sólo seis, considerando además que la última refinería construida en el país fue la de Salina Cruz, Oaxaca, que entró en operación en el año de 1979, y cuenta con la mayor capacidad de refinación que es de 330 Mbd.

Modernización y apertura petrolera

En el programa de Modernización Energética se establecían las políticas para el sector petrolero, en lo que se refiere a las relaciones energéticas con el exterior entre las que destacan:

*Fortalecer nuestra estrategia petrolera externa. Esta acción requería de las políticas que permitieran luchar por mercados, clientes y ser más competitivos.

Sin embargo, nuestra competitividad como exportadores de crudo sería cada vez más cuestionada en la medida que el principal mercado y cliente habría de ser Estados Unidos de América (EUA), país que mantendrá la concentración de más de 80 por ciento del

¹⁶ Compendio Estadístico del Sector Energía 1980-1997:40-41

petróleo que exportamos. En tanto que a otras regiones se exportaría con un sobre precio de 10 por ciento (Europa, Lejano Oriente y África).

Estrategia petrolera que conduciría a una enorme dependencia con respecto a EUA y, al mismo tiempo, a un peligro latente en la medida que nuestro petróleo pasó a formar parte de su seguridad petrolera.

En materia de comercio internacional, se pretendía consolidar la modernización de sus estructuras y actividades externas. Por lo cual, en primer lugar, se fortalecen las subsidiarias en el extranjero que integran el Grupo PMI de PEMEX¹⁷ consideradas como ejemplo de un marco organizacional moderno y eficiente para realizar las actividades internacionales.

Las subsidiarias se dividieron en tres empresas tenedoras de acciones, otras tres de servicios de enlace, financiero y de análisis de mercados en EUA, Europa y Oriente. Así como las empresas subsidiarias: PMI Comercio Internacional y PMI Trading, encargadas de las actividades de exportación e importación, y la comercialización de productos que PEMEX vende o compra en el mercado internacional. Las cuales están encargadas de llevar a cabo las estrategias comerciales.

PEMEX organiza así una gran sub-corporación con *holdings* en actividades especializadas; que a largo plazo pudieran traer todo un conjunto de problemas de carácter financiero, contable e incluso en el terreno especulativo. Quieren que PEMEX llegue a estructurarse, financiarse y proyectarse como una compañía transnacional.

*En lo que respecta a la plataforma de exportación de petróleo, se indicaba que ésta debería ser autoimpuesta y flexible ante los mercados interno y externo. La flexibilidad en la materia permitió al gobierno salinista “solidarizarse” con el mundo libre, en esencia con las potencias. Mismas que en enero de 1990 le impusieron una guerra a Iraq por el petróleo. Este país invadió a Kuwait al corroborar que le estaba robando petróleo de su territorio.

¹⁷ Subsidiarias que constituyeron en mayo de 1988 y entraron en operación en junio de 1989, las empresas tenedoras de acciones son: PMI Holdings, N.V.; PMI Services, B.V. Empresas de servicios: PMI service North America, Inc; Pemex Services Europe, L.T., y Pemex Internacional, España, S.A. Hacia 1989 se constituye e inicia operaciones subsidiarias PMI Comercio Internacional, s.a. de c.v.; empresa ñeque Pemex participa con 85 por ciento del capital social. La que se encarga de la exportación de petrolíferos, petroquímicos y catalizadores. Las subsidiarias, PMI Holdings Americana y PMI Norteamericana se encargarán de la evaluación, administración y negociación de posibles alianzas estratégicas con refinerías de EUA. PMI Trading a cargo de la comercialización de productos que Pemex debe comprar o vender en los mercados internacionales.

Ante tal suceso bélico nuestro país se “autoimpuso” el aumentar su cuota de producción en 100 MBD, exportándolo para uso bélico, con lo que nuestros ingresos petroleros por exportación aumentaron.

*En el marco de las relaciones bilaterales, se apuntaba que éstas deberían permitir ampliar y profundizar mayores flujos de comercio, apoyando programas de complementación económica y de energía.

Dentro de las negociaciones del TLCAN, nuestra industria petrolera quedó inscrita en dicho tratado. El gobierno salinista lleva a cabo la modificación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, abrogando la de 1971 y publicando una nueva con el nombre de Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en el *Diario Oficial de la Federación* el 16 de julio de 1992. La nueva Ley establece la descentralización de PEMEX en cuatro empresas y un corporativo, bajo la asesoría de la consultora Mc Kensey. La justificación gubernamental de esta reorganización descentralizada de Petróleos Mexicanos, fue la elaboración de la eficiencia.

El artículo 3 indica que se crean los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico y con personalidad jurídica y patrimonios propios:

- I. PEMEX-Exploración y Producción. Estará a cargo de la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, su transportación y almacenamiento en terminales y comercialización.
- II. PEMEX-Refinación. Se dedicará a los procesos industriales de la refinación, elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas; almacenamiento, transportación, distribución y comercialización de los productos y derivados mencionados.
- III. PEMEX –Gas y Petroquímica Básica. Se abocará al procesamiento del gas natural, líquidos del gas natural y el gas artificial; almacenamiento, transportación, distribución y comercialización de estos hidrocarburos, así

como de derivados que sean susceptibles de servir como materias primas industriales y básicas; y

- IV. PEMEX- Petroquímica. Se dedicará a procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica; así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

Esta normatividad intensificó la apertura de PEMEX a la participación de inversionistas privados. Los principales beneficiarios de esta apertura han sido las grandes empresas transnacionales, en particular norteamericanas y canadienses, a las cuales el gobierno mexicano en la negociación del TLC acordó darles trato de nacionales.

Durante el gobierno de Zedillo tiene lugar la etapa de mayor reestructuración de PEMEX. La política petrolera seguida por el presidente Zedillo, desde el inicio de su gobierno estuvo determinada por el manejo gubernamental de la grave crisis de financiera que desencadenó al devaluar el peso frente al dólar a días de tomar posesión, presionado por el agotamiento de la reserva de divisas y la incapacidad de pagar el servicio de la deuda externa, cuyo crecimiento vertical fue impulsado por el gobierno de Salinas al emitir bonos de deuda interna convertibles a dólares (tesobonos) como un instrumento para atraer capitales del exterior, no obstante su volatilidad, y compensar el elevado déficit en las cuentas de México con el exterior.

Para poder obtener el paquete de crédito ofrecido por el FMI de poco más de 50 000 millones de dólares, el gobierno del presidente Zedillo, firmó un Acuerdo Marco que

“...se regirá por y será interpretado de conformidad con las leyes del estado de Nueva Cork, en la medida en que ello sea inconsistente con la leyes federales de Estados Unidos de América. En este acto irrevocable, México y el Banco de México se someten, para todos los propósitos de este Acuerdo, a la jurisdicción exclusiva de la Corte de Distrito de los Estados Unidos de América localizada en el Distrito de Maniatan en la Ciudad de Nueva York...”¹⁸

PEMEX deberá instruir irrevocablemente a todos los clientes actuales de cada Entidad de PEMEX a que envíen todos sus pagos por la entrega o compra de petróleo crudo o

¹⁸ Acuerdo Marco entre los Estados Unidos de América y México para la estabilización de la Economía Mexicana, p.12.

derivados a una cuenta en Swiss Bank Corporation, sucursal de Nueva York, para ser trasladados a una Cuenta de Fondos Especiales en el Banco de la Reserva Federal de Estados Unidos, en donde quedarán de garantías del crédito de 20 000 millones de dólares otorgados por Estados Unidos. Este compromiso regirá también para los nuevos clientes.

El banco de México, actuando por cuenta propia y como agente fiscal desgobierno, autoriza e instruye irrevocablemente al Banco de la Reserva Federal de Estados Unidos a usar los fondos depositados en la cuenta para repagar cualquier cantidad que se adeude de los Acuerdos Financieros.

“PEMEX debe entregar al Tesoro y a la Reserva Federal de Estados Unidos toda la información contable y financiera de la empresa, comprobada y auditada al cien por ciento [...] Le entregará también la confirmación, por parte de los auditores externos, sobre los estados financieros de la empresa [...] PEMEX enviará al tesoro dentro de 180 días los estados financieros anuales auditados de la empresa y sus subsidiarias en forma consolidada para dicho año fiscal [...] además en ese plazo PEMEX deberá presentar la información contable de los rubros de utilidades y patrimonio...”¹⁹

También quedaron hipotecados los ingresos provenientes de derivados como el gas natural, así como gasolina, diesel, turbosina y combustóleo, además de petroquímicos, siempre que sean procesados y exportados por una entidad controlada del gobierno.

Por otro lado se profundizaron los cambios en la legislación y el fortalecimiento institucional del nuevo modelo petrolero. En octubre de 1995 el Congreso de la Unión promulgó la ley de la Comisión Reguladora de Energía, encargada de la regulación, concesiones y elaboración de directrices de la industria eléctrica y del gas natural. También emitió un decreto para fortalecer a la Comisión Nacional de Ahorro Energético (CONAE).

Tercera etapa (1994-2000)

Hay un conjunto de acciones que nos permiten reiterar que el proyecto de modernización aplicado sobre PEMEX, transita bajo un proceso de privatización que abre camino al

¹⁹ Acuerdo sobre Esquema de Ingresos Petroleros, pp.3-21.

retorno de las empresas transnacionales (petroleras, petroquímicas, químicas y aquellas que giran en negocios relacionados con actividades propias de ese ramo).

Perspectiva que está facilitando el acceso del sector privado en las actividades primarias (exploración, perforación y extracción) y en las actividades secundarias (refinación y petroquímica básica) de la industria petrolera mexicana.

Hacia 1991 empresas mexicanas y estadounidenses obtuvieron contratos para perforar pozos marinos (de exploración y desarrollo) en la sonda de Campeche, proporcionando todos los servicios.

Por lo que se refiere a la refinación de hidrocarburos, hacia el año de 1992, PEMEX firmó un acuerdo *joint venture*²⁰ con la transnacional petrolera Shell, ubicada en Deer Park, Texas, en ésta se refinarían 100 Mbd de crudo Maya, en tanto que PEMEX recibiría 45 Mbd de gasolinas²¹.

Crisis económica, privatización y deuda

La etapa del gobierno de 1994 al 2000, como se tendrá presente, tuvo un inicio muy crítico (a finales de 1994) ante el cúmulo de problemas económicos, financieros, políticos y sociales que dejara auestas el proyecto económico anterior. Sus principales componentes son: una profunda crisis de liquidez financiera, la salida de capitales y la depreciación del peso en un 40 por ciento.

Esta crisis se derivó, en parte, por el vencimiento de los Tesobonos (deuda interna pública, cuyo adeudo se comprometió cubrir en dólares.). Exigencia que le imponía al gobierno mexicano, el tener que pagar 17 224 millones de dólares.²²

La respuesta no se hizo esperar: Estados Unidos junto con la comunidad financiera internacional estructuraron un paquete de rescate financiero por 51 759 millones de dólares;

²⁰ Es cuando se asocian empresas para desarrollar un proyecto, compartiendo inversiones y resultados.

²¹ Suarez, 1996.

²² Tesobono: bono de descuento con valor nominal de 1 000 nuevos pesos, con adeudo en dólares. Del total de Tesobonos (17 723.9 millones de dólares) que estaba en manos del público inversionista, 65 por ciento estaba en poder de extranjeros. Instrumento que para 1995 tenía un vencimiento de 26 500 millones de dólares (SHCP, 1995)

préstamo del que EUA aportaría 20 000 millones y el FMI 17 000 millones de dólares. Mismo “que posibilitaba al imperio petrolero del norte a dar un paso más sobre la industria petrolera y de la petroquímica básica de México”.²³ Para tal final el gobierno mexicano y el departamento del tesoro de EUA signaron, en febrero de 1995, el Acuerdo de Garantías.²⁴ Dentro del cual estaba inscrito el Acuerdo sobre el Esquema de Ingresos Petroleros, donde se incluía un embargo precautorio de los ingresos de dólares originados por las exportaciones petroleras, en el caso de que no se pudieran cubrir compromisos de pago adquiridos conforme al acuerdo.²⁵

Pero aún, pues en caso de conflicto entre las partes, nos tendríamos que sujetar a la jurisdicción de Estados Unidos, sin poder recurrir a la nuestra o a una de carácter internacional. Se advertía pues, una pérdida total de soberanía jurisdiccional.

En las últimas dos décadas del siglo XX, la política de libre mercado sentó sus bases en México, alrededor de lo cual los planes y programas (ya sea económicos, energético, comercial o de financiamiento) son encadenados en función del objetivo de la modernización. Más ésta, sistemáticamente tiene una orientación privatizadora y competitiva, confiriéndole al sector privado, nacional y transnacional, un papel central.

No obstante la existencia de una cultura petrolera en América Latina, no se ha podido frenar del todo el embate privatizador sobre la industria de petróleo. Pasos privatizadores de apertura se dieron en Argentina, Brasil, Perú, Bolivia, Venezuela y México:

En 1996, el Poder Ejecutivo Federal a través de la Secretaría de Energía dio a conocer el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000. Los principios que guían el artículo 27 de la Constitución han sido ignorados con los cambios o ajustes impuestos a la Ley Reglamentaria en Materia de Petróleo y Petroquímica, del gas e incluso al sector eléctrico.

En el caso del gas natural, conforme al nuevo Reglamento de Gas Natural, se abren las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural los sectores social y

²³ Suárez, 1996:95^a

²⁴ Acuerdo conforme el cual Pemex transfería la cuenta del Banco de México al Banco de Reserva Federal de crudo y derivados.

²⁵ De los 20 000 millones de dólares que EUA prestó, México sólo dispuso de 13 500 millones. Deuda que quedó cubierta el mes de enero de 1997, SHCP.

privado, es decir, se privatizan. Pero no sólo eso, sino que, además: “podrán construir, operar y ser propietarios de ductos”²⁶.

Paradójicamente, de privatizarse la fase de extracción de gas natural, estaremos comprando internamente nuestro propio gas natural a precios mayores y a empresas extranjeras.

Respecto a la petroquímica, hacia 1995 se lanzó la primera Licitación Pública Internacional.²⁷ Con ésta se intentó enajenar ciertos activos del Complejo Petroquímico Cosoloacaque, ubicado en el estado de Veracruz. Dicha licitación, ante un sin número de críticas legales de orden estratégico, lanzadas desde la academia y diversas organizaciones, la hicieron fracasar. Por lo que en octubre de 1996, el secretario de Energía, presentó un documento denominado Nueva estrategia para la Industria Petroquímica.

En resumen la nueva propuesta planteaba todavía una propiedad estatal de 51 por ciento y vender a la iniciativa privada (nacional o extranjera) el restante 49 por ciento, añadiéndose una división de toda esta esfera petroquímica en 10 filiales, con el propósito de facilitar la venta de lo correspondiente a las empresas privadas.

Sin embargo este nuevo esquema finalmente no sería aceptado por el propio capital privado, que inicialmente se interesó en la posible compra de estos importantes complejos petroquímicos. Por lo cual todo quedó en el limbo, y seguía persistiendo el ardid de haber convertido los petroquímicos que se ofrecían en venta de básicos a secundarios; eludiendo de esta manera el carácter inalienable e imprescindible de los petroquímicos básicos, de acuerdo con la Ley General de Bienes Públicos.

Pero el embate no quedó ahí, sino que en 1998 y sin ninguna notificación de aceptación por parte de Congreso de la Unión, se lanzó la Convocatoria Pública para vender el Complejo Morelos, uno de los más importantes de México, donde se elaboran productos derivados de las olefinas, siendo sus dos principales líneas de negocios: el etileno, el propileno y sus derivados.²⁸

²⁶ Diario Oficial de la Federación, 1995.

²⁷ Licitación, convocatoria pública núm. PPQ-01.

²⁸ Véase Internet <http://www.energia.gob.mx/neip322.html>. Las tres etapas de la nueva estrategia.

Dentro de esta red de apertura y potencial privatizador, no ha escapado la industria de la refinación. Es así que buscando la reconfiguración y la modernización de sus refinerías para aumentar la producción de gasolinas y combustibles, PEMEX abrió una Licitación Pública Internacional (que formaba parte de un plan estratégico de PEMEX-Refinación),²⁹ en la que participaron empresas y consorcios tanto nacionales como extranjeros. Pero si formalmente aparecía una diversidad competitiva de participantes, los resultados evidencian una clara tendencia hacia las compañías extranjeras: los contratos relacionados con las Refinerías de Salamanca y Tula se dieron a la compañía Samsung, ya que ella presentó “las ofertas solventes económicas más bajas de 153.5 y 109.5 millones de dólares”.³⁰

Política petrolera en el contexto del TLC

Desde la firma del Tratado de Libre Comercio, Estados Unidos se aseguró un mayor control sobre los recursos energéticos de México, a la vez que impulsó procesos de apertura a la inversión privada en los principales sectores energéticos, beneficiando a las empresas extranjeras, abriendo licitaciones de PEMEX para compras, obras públicas, inversiones, servicios, etc. Las empresas mexicanas han sido desplazadas, en muchos casos a la subcontratación.

En 1998 cuando la caída de los precios internacionales de petróleo llegaron a un punto tan bajo, que no sólo provocó un grave daño a la economía mexicana, sino que amenazaba con llevar a la quiebra a miles de pozos petroleros, cuyos costos podían superar a los precios internacionales del petróleo, el gobierno mexicano se movilizó y logró un acuerdo en marzo de ese año con los principales países proveedores de petróleo como Estados Unidos, Arabia Saudita y Venezuela, para acordar políticas de recorte de la producción petrolera a fin de impulsar un alza en los precios del crudo en el mercado internacional.

En el año 2000, los precios internacionales del petróleo subieron a un punto en el que ya no era rentable económicamente para los Estados Unidos, la administración de dicho país

²⁹ Licitación Pública Internacional núm. 20 (mayo de 1998), para la Refinería de Ciudad Madero; la núm.22 (mayo de 1998), correspondió a la Refinería de Tula.

³⁰ Boletín núm. 186, 1999.

envió a su secretario de Energía, Hill Richardson, para convencer al gobierno mexicano y al de otros países exportadores de petróleo para que aumentaran su producción con el propósito de que bajaran los precios. El secretario de Energía, Luis Téllez, realizó una campaña entre los principales productores y exportadores de crudo en el mundo con el fin de aumentar la producción de petróleo en el mundo para inducir una baja de precios.

La Reforma Energética 2008

El viernes 28 de noviembre se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los siete decretos que integran la Reforma Energética, con esto se concluyen los trabajos encabezados por el Gobierno Federal en esta importante iniciativa para fortalecer a PEMEX. En estos siete decretos se contempla la posibilidad de que empresas privadas ya sean nacionales o extranjeras, puedan realizar tareas de exploración y extracción de petróleo.

Entre los que destacan los siguientes:

*Autonomía de gestión de PEMEX. Esto es, separar a PEMEX del presupuesto centralizado y de varias de las ataduras legales, como la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas principalmente.

*Esquemas de maquila en México. Actualmente tenemos que exportar crudo pesado e importar bases de gasolinas (algunas veces bajo el esquema de "maquila"), se propone que esta maquila se haga en México con particulares, dejando de pagar impuestos en el extranjero y a empresas extranjeras.

*Participación privada en transportación por ducto. La red de ductos de PEMEX es muy

importante, pero insuficiente, mucho del transporte se hace por "ruedas", cosa que es demasiado costoso.

*Participación de la sociedad en PEMEX. Un esquema de captación de recursos provenientes de la sociedad a través de los bonos ciudadanos, para que los réditos se queden en México.

CAPITULO II. Producción Nacional de Petróleo

Los ingresos del Gobierno Federal provenientes de la paraestatal PEMEX, representan en promedio del año 2003 al año 2009 un 27.4 por ciento del total de los ingresos petroleros, es por esto que la relevancia de PEMEX para el Gobierno Federal es primordial, si la producción o los rendimientos de dicha empresa disminuyen, los ingresos del gobierno se verán afectados en gran medida.

Cuadro 1 “Ingresos petroleros en el sector Público Presupuestario”
(Miles de pesos corrientes)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ingresos totales del Sector Público Presupuestario	1,187,704	1,271,377	1,388,167	1,599,79,	1,771,314	1,948,173	1,121,774
Ingresos del Gobierno Federal	868,268	939,115	989,282	1,132,985	1,270,211	1,413,188	873,370
Organismos y empresas/1	3,19,436	332,262	398,885	467,301	504,034	534,985	248,404
Ingresos propios de Petróleos Mexicanos	108,583	103,524	149,847	175,777	190,772	185,578	60,589
Ingresos petroleros/2	326,927	386.579	409,201	533,421	637,360	77,225	435,713
Ingresos petroleros como por ciento de los ingresos del sector público presupuestario	28 %	30 %	30 %	33 %	36 %	40 %	39 %
Ingresos de PEMEX como por ciento de ingresos petroleros	33 %	27 %	37 %	33 %	30 %	24 %	14 %

/1 Excluye aportaciones del gobierno federal al ISSSTE 1998-2002.

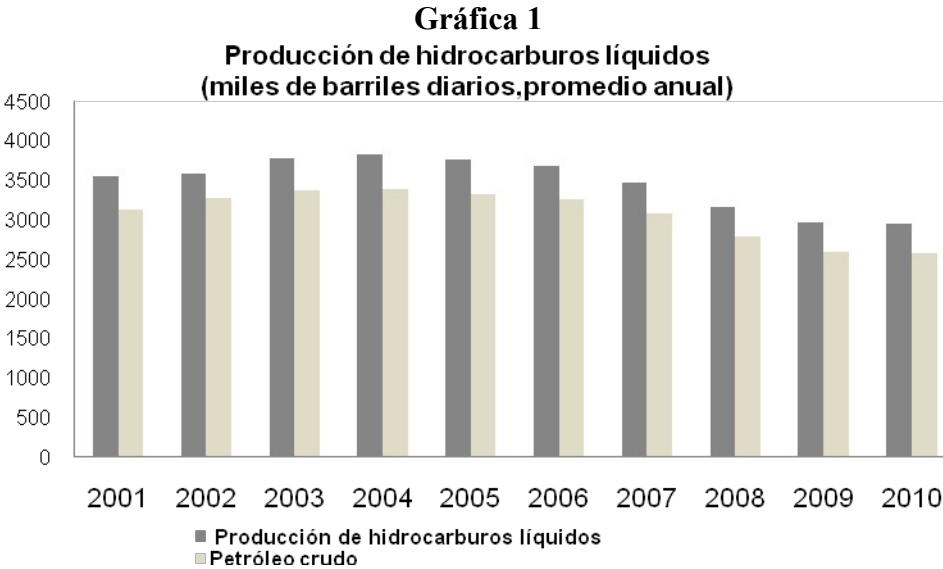
/2 Incluye los ingresos propios de PEMEX, derechos por hidrocarburos, aprovechamientos sobre rendimientos excedentes y IEPS de gasolinas y diesel.

c/ Cifras preliminares para el periodo enero – junio 2006.

Fuente: Informe sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública de 2003 a 2009.

En cuanto a la producción nacional de hidrocarburos, la situación es descrita con las siguientes graficas.

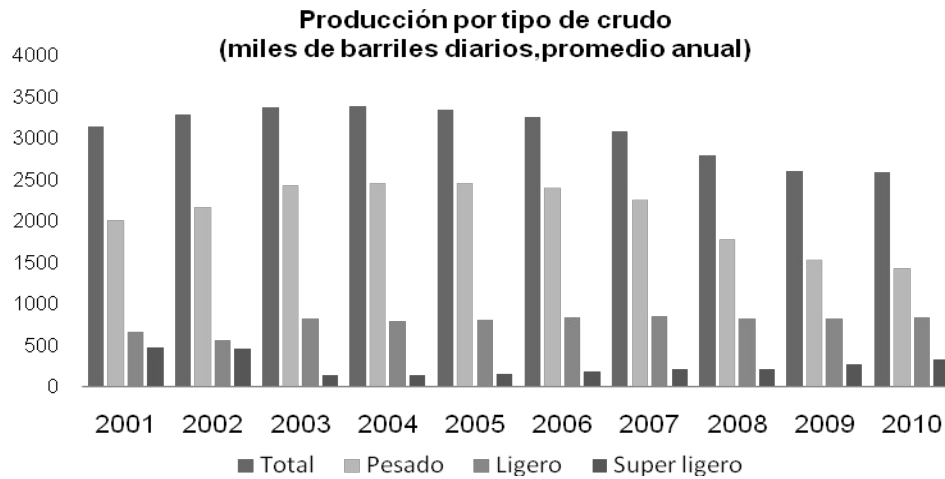
La producción de hidrocarburos líquidos tuvo un crecimiento anual decreciente del 2 por ciento en promedio de 2001 al año 2010. La misma cifra decreciente se presenta para la producción del petróleo crudo, para el mismo periodo. (Ver gráfica 1)



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

La producción total por tipo de crudo tuvo un decremento del 2 por ciento de 2004 a 2010, en cuanto a la producción de crudo pesado se obtuvo un decremento del 4 por ciento, la producción de crudo ligero para ese mismo periodo tuvo un incremento del 3 por ciento, de igual manera la producción de crudo super ligero presentó un decremento del 4 por ciento en este periodo. (Ver gráfica 2)

Grafica 2

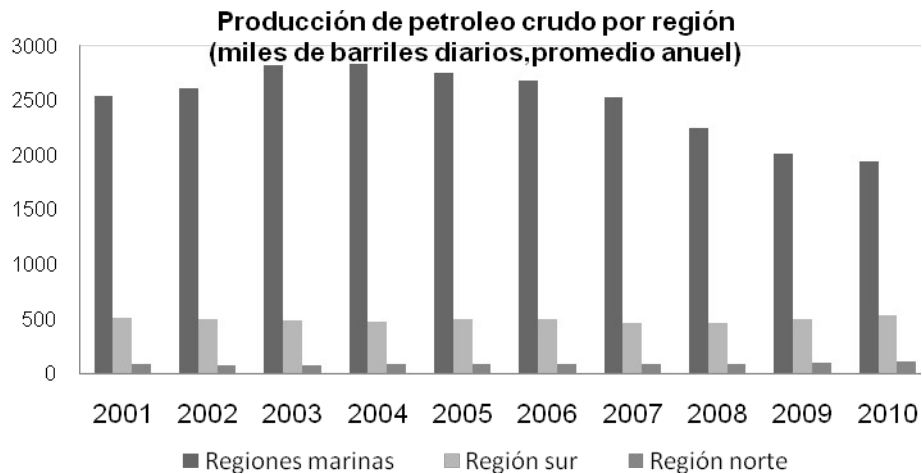


Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

La producción de petróleo crudo por región esta distribuida de la siguiente manera, las Regiones marinas presentan un decremento del 3 por ciento en el periodo comprendido de 2001 a 2010, la Región sur presenta un pequeño crecimiento del 0.5 por ciento en este mismo periodo, y por último la Región norte presenta un crecimiento del 3 por ciento para el periodo de este estudio.

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec) se encuentra en la Región Norte y como puede observarse la región productora que esta presentando una baja productividad son las Regiones Marinas en las que esta ubicado el Activo Integral Cantarell. (Ver gráfica 3)

Grafica 3



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

En general la producción de hidrocarburos y de petróleo crudo en el país ha presentado una tendencia decreciente, esto causado por la decreciente producción de las Regiones Marinas (Cantarell), de lo anterior deriva la importancia que tiene para PEMEX buscar nuevos proyectos en otras regiones para poder recuperar la producción nacional. El proyecto Aceite Terciario del Golfo representa el 39 por ciento de las reservas totales probadas del país, es por esto que se ha manejado como un proyecto estratégico.

El ingreso por comercio exterior de Hidrocarburos

Las exportaciones netas de hidrocarburos (exportaciones menos importaciones de hidrocarburos), casi se duplicaron (96.9 por ciento), en los tres primeros años del gobierno del actual sexenio, respecto a igual periodo del sexenio anterior, al promediar ventas netas por 22,741 millones de dólares anuales. Lo anterior es un efecto de precio, no de producto físico. Esto debido al evidente aumento del precio de exportación promedio del crudo, para el periodo comprendido de 2000-2003 en promedio fue de 22 dólares por barril, y para el periodo de 2007-2009 fue de 68 dólares por barril, esto representa una variación del 213 por ciento. Es de destacar que el ritmo de crecimiento medio anual de las exportaciones

netas ha sido de 4.3 por ciento, debido a que las importaciones han venido creciendo más rápido (13.1 por ciento), que las exportaciones (7.5 por ciento). (Ver cuadro 2)

Las exportaciones principalmente se hacen de petróleo crudo, promediando 35,657 millones de dólares en los tres primeros años de la presente administración y su ritmo de crecimiento ha sido de 6.5 por ciento anual; siendo el tipo “Maya” el principal componente de la mezcla mexicana (86.3 por ciento), cuando se exportaron 30,762 millones de dólares durante el periodo, seguido del tipo “Olmeca” con 4,209 millones de dólares. Además, destaca el crecimiento de la exportación de petrolíferos a una tasa promedio anual de 17.2 por ciento y colocarse en 4,753 millones de dólares en promedio anual. (Ver cuadro 2)

**Cuadro 2 “Comercio Exterior de Hidrocarburos
promedio 2007-2009 / 2001-2003”
(miles de dólares)**

Rubro	Prom 2001 – 2003	Prom 2007-2009	Var por ciento	Part por ciento 2007 -2009	TMAC 2000 - 2009
Exportaciones Netas	11,552	22,741	96.9		4.3
<i>Exportaciones</i>	<i>15,358</i>	<i>40,913</i>	<i>166.4</i>	<i>100</i>	<i>7.5</i>
Petróleo Crudo	13,999	35,657	154.7	87.2	6.5
Olmeca	2,435	4,209	72.8	10.3	-2.2
Istmo	451	687	52.2	1.7	-12.8
Maya	11,112	30,762	176.8	75.2	10.1
Condensados	2			0	
Gas Natural Seco	26	257	891.4	0.6	8.7
Petrolíferos	1,217	4,753	290.6	11.6	17.2
Petroquímicos	124	246	97.7	0.6	-5.5
Importaciones	3,806	18,173	377.4	100	13.1
Gas Natural Seco	908	1,017	12	5.6	6.3
Petrolíferos	2,858	17,000	494.8	93.5	13.6
Petroquímicos	40	155	292.4	0.9	9.5

Fuente: BDI PEMEX

Al mismo tiempo, se observa que los productos petrolíferos y petroquímicos aumentaron sus importaciones un poco más de 100 por ciento. (Ver cuadro 2)

Sin embargo, el aumento en las exportaciones de hidrocarburos sólo se contabiliza en términos monetarios, ya que el volumen de producción de crudo tuvo una variación negativa en los dos periodos analizados (-18 por ciento). El único rubro que tuvo una variación positiva fue el gas natural, sustituyendo la caída de las importaciones del mismo (-23 por ciento). (Ver cuadro 3).

Cuadro 3
“Comercio Exterior de Hidrocarburos, promedio 2007-2009 / 2001-2003”
(miles de barriles diarios)

Rubro	Prom 2001 - 2003	Prom 2007-2009	Var por ciento	TMAC 2000 - 2009
Exportaciones				
Petróleo Crudo	1,768	1,438	-18.7	-2.9
Olmeca	259	149	-42.7	-10.7
Istmo	53	26	-50.3	-20.3
Maya	1,456	1,264	-13.2	-0.3
Condensados	0	0	-100	0
Gas Natural Seco	15	104	611.3	12.2
Petrolíferos	146	205	41	9.1
Petroquímicos	808	674	-16.7	-4.4
Importaciones				
Gas Natural Seco	547	418	-23.6	6.9
Petrolíferos	260	522	101.1	4.1
Petroquímicos	140	301	115.2	2.2

Fuente: BDI PEMEX

La variación que presentó el precio promedio del crudo en el periodo comprendido de 2001-2003 con respecto al periodo 2007-2009 fue de un 213 por ciento, siendo el precio del tipo maya el que presentó mayor variación con un 220.8 por ciento. (Ver cuadro 4)

Cuadro 4 “Precio promedio del petróleo crudo exportado”
(dólares por barril)

Rubro	Prom 2001 - 2003	Prom 2007- 2009	Var por ciento	TMAC 2000 - 2009
-------	---------------------	--------------------	----------------------	---------------------

<i>Precio promedio</i>	22	68	213.4	9.8
Olmeca	26	79	202	9.5
Istmo	25	71	190.4	9.6
Maya	21	67	220.8	10.5
Dólares de 2009 por barril				
<i>Precio promedio</i>	26	68	166.3	7.1
Olmeca	31	79	156.4	6.9
Istmo	29	72	146.8	6.9
Maya	25	67	172.6	7.8

Fuente: BDI PEMEX

En cuanto al comercio con el resto del mundo es de resaltar que la mayor parte se realiza con América, 90 por ciento se lleva a cabo con los Estados Unidos, 9 por ciento se realiza con Europa y el restante 1 por ciento con el lejano Oriente. La exportación hacia Estados Unidos aumentó en un 167 por ciento en el periodo bajo análisis, debido al aumento en el precio del crudo, y esto ocurre de igual modo con los demás destinos geográficos. (Ver cuadro 5)

Cuadro 5 “Valor de las Exportaciones por destino Geográfico”
(dólares por barril)

Destino	Prom 2001-2003	Prom 2007-2009	Var por ciento	Part por ciento 2007-2009	TMAC 2000-2009
<i>Total</i>	<i>13,999</i>	<i>35,657</i>	<i>154.7</i>	<i>100.0</i>	<i>7.0</i>

América	12,211	31,314	156.4	87.8	6.6
Estados Unidos	10,889	29,126	167.5	81.7	7.8
Otros	1,321	2,188	65.6	6.1	-8.1
Europa	1,377	3,526	156.1	9.9	5.1
Lejano Oriente	393	818	107.9	2.3	8.9
África	27	0	-100.0	0.0	0.0

Olmeca	2,435	4,209	72.8	100.0	-2.2
América	2,435	4,209	72.8	100.0	-2.2
Estados Unidos	2,196	3,873	76.4	92.0	-2.2
Otros	239	336	40.3	0.9	-2.8

Istmo	451	693	53.7	100.0	-12.8
América	329	526	60.1	75.9	-15.0
Estados Unidos	209	135	-35.3	19.5	-22.7
Otros	119	384	222.2	55.4	-6.8
Europa	59	167	182.3	24.1	1.7
Lejano Oriente	63	0	-100	0.0	-100
África	0	0	0.0	0.0	0.0

Maya	11,112	30,762	176.8	134.1	10.1
América	9,447	26,585	181.4	86.4	10.7
Estados Unidos	8,484	25,117	196.1	94.5	12.3
Otros	963	1,468	52.5	5.8	-10.1
Europa	1,317	3,358	154.9	9.4	5.3
Lejano Oriente	330	818	147.8	24.4	15.7
África	81	0	-100.0	0.0	0.0

Fuente: BDI PEMEX

El precio de exportación del petróleo del año 2000 fue en promedio de 26 dólares por barril, mientras que para el año 2010 fue de 73 dólares por barril, casi se triplicó el precio.

Cuadro 6. “Precios Internacionales del Petróleo en el Mercado de América, 1990 – 2010”
(dólares por barril)

Año	Mezcla Mexicana de Exportación ¹				Marcadores internacionales ²	
	Mezcla ^{3/}	Istmo ^{3/}	Maya ^{3/}	Olmeca ^{3/}	WTI	Brent
2000*	24.8	27.9	23.0	29.0	30.4	28.5
2001*	18.6	22.3	17.2	24.0	25.3	24.0

2002*	21.5	23.5	20.9	24.9	26.2	25.0
2003*	24.8	28.1	24.1	29.3	31.0	28.9
2004*	31.1	38.0	29.8	39.3	41.5	38.3
2005*	42.7	53.1	40.6	53.9	56.6	54.4
2006*	53.0	57.3	51.1	64.7	66.1	64.9
2007*	61.6	69.9	60.4	70.9	72.4	73.0
2008*	80.4	81.1	82.9	99.4	99.7	97.2
2009*	57.4	63.4	56.3	65.8	53.0	53.5
2010* *	70.7	76.2	69.0	78.0	78.0	78.2

* / Promedio anual.

**/ Promedio informativo calculado del 1 de enero al 13 de octubre de 2010 con datos de PEMEX y el Mercado de Físicos del Financiero.

***/ Promedio informativo calculado del 01 al 06 de octubre de 2010, con datos del Mercado Físicos, El Financiero.

1/ Promedio calculado con información de PEMEX.

2/ Promedio calculado con información de REUTERS.

3/ Datos observados al mes de marzo de 2009, con información de PEMEX.

Fuente: Elaborado por el Centro de Estudios de las Finanzas Públicas de la H. Cámara de Diputados con base en datos de PEMEX, REUTERS y Mercado de Físicos, El Financiero.

Definición de las reservas³¹

Reservas probadas: Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una incertidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de operación, y de los costos históricos de un periodo de tiempo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinístico, es decir no hay una connotación probabilística, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe un alto grado de confianza en que los volúmenes de hidrocarburos serán recuperados. Por el contrario, si se emplea el método probabilística, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada es de al menos el 90 por ciento.

³¹ Todas las definiciones de las reservas fueron tomadas de Las reservas de Hidrocarburos de México. México: PEMEX, Exploración y Producción, 1999–2004. Evaluación al 1 de enero de 1999–Los principales campos de petróleo y gas de México–Evaluación al 1 de enero de 2004.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos actuales de presión y producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de reservas de petróleo recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y/o análisis de núcleos, o pruebas de formación que indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos que han demostrado la capacidad para producir en pruebas de formación. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y definido por los contactos de fluidos, si es que existen. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puede ser razonablemente juzgadas, como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Sin embargo, si los contactos de los fluidos son desconocidos, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda controla el límite de reserva probada, a menos que datos de comportamiento o de ingeniería definitivos, indiquen lo contrario.

Es importante señalar también, que las reservas que serán producidas a través de la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tenga un resultado exitoso por una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento, o en uno análogo, con propiedades de roca y fluidos similares que proporcione evidencia documental al estudio de factibilidad técnica en el cual el proyecto está basado.

Reservas no probadas: Son volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento mas allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o planteados en un proyecto.

Reservas probables: Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si métodos probabilísticas son usados para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras en base a registros geofísicos pero carecen de datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos. Asimismo, también son reservas probables aquellos volúmenes adicionales atribuibles a pozos de relleno, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera aprobado su desarrollo mediante un proyecto de explotación al tiempo de la evaluación de las reservas.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no se encuentra en operación, o cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

Reservas Posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables. De acuerdo con esta definición, cuando métodos probabilísticas son utilizados, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades actualmente recuperadas sean iguales o mayores.

Al primero de enero de 2009, las reservas totales de hidrocarburos (3P), correspondientes a la suma de las reservas probadas, probables y posibles, suman 43,562.6 mmbpce.³²

Reservas 1P (Reservas Probadas)³³

³² Siglas de conformidad con la clasificación de PEMEX, millones de barriles de petróleo crudo equivalente

³³ A partir de aquí las definiciones fueron tomadas del Informe Anual de Reservas, que presenta Pemex Exploración y Producción.

En términos de incremento de reservas probadas 1P, en el año 2007 se obtuvieron 803 mmbpce, que incluye 183 mmbpce por descubrimientos. El año de 2008 fue muy positivo, ya que se adicionaron 1,042 mmbpce, de los cuales los nuevos descubrimientos ascendieron a 364 mmbpce. Estas cifras de incorporación de reservas 1P, consideran también desarrollos, delimitación y revisiones.

Los principales descubrimientos se tuvieron en las Cuencas del Sureste (335 mmbpce) y en las cuencas gasíferas de Veracruz (21 mmbpce) y Burgos (7 mmbpce).

En relación a los descubrimientos, destaca el pozo Tsimin-1, con el que fue posible incorporar 118 mmbpce de gas y condensado, así como los pozos Ayatzil-DL1 y Pit-DL1, incorporando 157 mmbpce de aceite pesado, y el pozo Kambesah-1, con el que se incorporaron 20 mmbpce reservas probadas de aceite ligero. Todos estos hallazgos se dieron en la porción marina de la Cuenca del Sureste.

Además de los 364 mmbpce incorporados por descubrimientos, se adicionaron 678 mmbpce por delimitaciones, revisiones y desarrollos. Tomando en cuenta estos resultados, así como la producción de 2008 de 1,451 mmbpce, las reservas probadas observaron una disminución de 410 mmbpce. Con esto, las reservas probadas al 1 de enero de 2009 resultan en 14,308 mmbpce, lo que corresponde a una relación reserva-producción de 9.9 años.

Por otro lado, es muy importante destacar que la tasa de restitución de reservas probadas alcanzada en 2008 (incluyendo descubrimientos, revisiones, delimitaciones y desarrollos) fue de 72 por ciento, esto es, el doble del promedio anual observado en el periodo que va de 2004 a 2007.

Reservas 2P (Reservas probadas más las probables)

En 2008 se incorporaron 912 mmbpce de reservas 2P por descubrimientos, de los cuales, 549mmbpce corresponde a reservas probables. Por concepto de revisiones, delimitaciones y desarrollos se desincorporaron 498 mmbpce de reservas 2P, obteniendo un total de 414 mmbpce.

Con estos resultados, la relación reserva-producción 2P es de 19.9 años. Dichas reservas 2P se ubican principalmente en Chicontepec y en las Cuencas del Sureste, tanto en su porción terrestre como marina.

Reservas 3P (Reservas probadas más las probables más posibles)

La exploración realizada durante 2008, permitió hallar el mayor volumen de reservas 3P desde 1999, ya que se incorporaron 1,482 mmbpce de reservas 3P como nuevos descubrimientos, siendo la cifra más alta alcanzada durante esta década, desde la adopción de los lineamientos internacionales de la Sociedad de Ingenieros Petroleros, y los comités del Consejo Mundial del Petróleo y la Asociación Americana de Geólogos Petroleros. Al mismo tiempo, se tuvo la desincorporación de 951 mmbpce por delimitaciones, desarrollos y revisiones.

Considerando los 1,482 bpce³⁴ incorporados por nuevos hallazgos, la producción de 2008 de 1,451 mmbpce y la desincorporación por delimitaciones, desarrollos y revisiones por 951 mmbpce, la relación reserva-producción 3P pasó de 28 años en 2007 a 30 años en 2008.

En relación a los descubrimientos, destacan los pozos Ayatsil-DL1 y Pit-DL1, con los que fue posible incorporar 787mmbpce de reservas 3P de aceite pesado, así como el pozo Tsimin-1, con el que se logró incluir 308 mbpce de reservas 3P de gas y condensado.

A continuación se hace mención de los niveles productivos y evolución de las reservas nacionales en la región Norte, ya que el Proyecto ATG está ubicado en esta zona.

Región Norte

La extensión de la región es de aproximadamente de 1.8 millones de kilómetros cuadrados, conformada por una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la parte Norte de la República Mexicana, colindando al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el

³⁴ Siglas de conformidad con la clasificación de PEMEX, barriles de petróleo crudo equivalente

Río Tesechoacán, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico.

Administrativamente, la región está conformada por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, de reciente creación, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, y cuyas actividades están enfocadas al desarrollo y optimización de la explotación de los campos existentes, mientras que las actividades de incorporación de reservas y evaluación del potencial esta a cargo del Activo Regional de Exploración.

Al 1° de enero del presente año, la región se mantiene como la principal productora de gas natural y donde se desarrolla la mayor actividad en lo que a desarrollo de campos se refiere. Asimismo, de nueva cuenta la Región Norte es la más importante en cuanto a reservas probables y posibles de aceite y gas natural del país.

Durante el año 2008, la producción anual de aceite de la región fue de 32 millones de barriles, en tanto que la producción de gas natural ascendió 931 mil millones de pies cúbicos. Estas cifras representan el 3 y 37 de las producciones nacionales de aceite y gas natural, respectivamente.

En cuanto a la producción de gas natural en el contexto nacional para 2008, la Región Norte ocupa la primera posición, al ubicarse en una producción promedio diaria de 2,544 millones de pies cúbicos.

Lo anterior se basa en la perforación de desarrollo realizada particularmente en el Activo Integral Burgos, donde se perforaron 201 pozos.

Por otra parte, las actividades exploratorias registradas durante 2008 incluyen descubrimientos que condujeron a la adición de reservas de gas no asociado en los activos integrales Burgos y Veracruz. En el primer caso destaca el pozo Cali-1, el cual adicionó reservas de gas seco, mientras que en el Activo Integral Veracruz la perforación del pozo Cauchy-1, dio la pauta para realizar el descubrimiento más grande de gas seco durante el 2008, incorporándose de esta forma el mayor volumen de reservas de gas seco a nivel nacional.

Evolución de volúmenes originales

La evolución durante los últimos tres años de los volúmenes originales de la Región Norte, en términos de aceite crudo y gas natural. De esta forma, al 1° de enero de 2009 el volumen probado de aceite es de 41,592 millones de barriles, mientras que el de gas natural asciende a 66,664 miles de millones de pies cúbicos. Los volúmenes anteriores significan 28 y 37 de los totales nacionales de aceite y gas natural.

Regionalmente, 66 por ciento del volumen original probado de aceite se localiza en los campos pertenecientes al Activo Integral Poza Rica-Altamira, 32 corresponde al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y el restante 2 por ciento en los activos integrales Veracruz y Burgos. En lo que se refiere al volumen original probado de gas natural, el 60 por ciento se localiza en los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira, 25 por ciento en los campos del Activo Integral Burgos, 8 por ciento en el Activo Integral Veracruz y 6 por ciento en al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

En cuanto a los volúmenes originales probables de aceite y gas, éstos ascienden a 72,896 millones de barriles y 32,577 miles de millones de pies cúbicos, los cuales representan 86 por ciento y 75 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. En un contexto regional, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo concentra prácticamente la totalidad del volumen probable de aceite, mientras que su volumen original probable de gas natural representa el 90 por ciento, en tanto que el volumen del Activo Integral Burgos es de 7 por ciento. El restante 3 por ciento se ubica en los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz.

En lo que concierne a los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural de la Región Norte al 1° de enero de 2009, los valores son 51,753 millones de barriles y 24,660 miles de millones de pies cúbicos.

Los volúmenes anteriores representan 82 por ciento y 73 por ciento a nivel nacional, respectivamente. Regionalmente al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo le corresponde casi la totalidad del volumen posible de crudo, al registrar un porcentaje de 98 por ciento.

Para el caso del gas natural al mismo activo le corresponde 83 por ciento del volumen, mientras que al Activo Integral Burgos le corresponde el 12 por ciento. Los activos integrales Veracruz y Poza Rica- Altamira concentran el remanente 5 por ciento. Referente al volumen original probado de gas asociado de la región al 1° de enero de 2009, su valor resulta de 45,306 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el volumen correspondiente al gas no asociado es de 21,357 miles de millones de pies cúbicos. En particular, en el primer caso 44,323 miles de millones de pies cúbicos se relacionan con yacimientos de aceite y 983 miles de millones de pies cúbicos a yacimientos de gas asociado libre. En cuanto al volumen de gas no asociado, 12,441 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas húmedo, 8,597 miles de millones de pies cúbicos se ubican en acumulaciones de gas seco y 319 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas y condensado.

Por lo que toca al volumen original probable de gas natural, 29,414 miles de millones de pies cúbicos son de gas asociado y 3,163 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. Específicamente, para el gas asociado, 29,363 miles de millones de pies cúbicos se localizan en yacimientos de aceite y 51 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas asociado libre. Para el volumen de gas no asociado, 2,045 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de gas húmedo, 1,077 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas seco y 41 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas y condensado.

Por último, el volumen original posible de gas natural de la región al 1° de enero de 2009, se conforma de 21,485 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 3,176 de gas no asociado. Para el caso del gas asociado, el 99 por ciento se localiza en yacimientos de aceite, mientras que para el gas no asociado el 61 por ciento se localiza en yacimientos de gas húmedo, 38 por ciento en yacimiento de gas seco y el restante 0.9 por ciento en yacimientos de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

La Región Norte registra al 1 de enero de 2009 un incremento de su volumen original probado de aceite por 416 millones de barriles con respecto al año anterior, como

consecuencia de la reclasificación a reservas probadas en los activos integrales Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo. (Ver cuadro 7)

En particular, los campos Poza Rica para el primer activo y Coapechaca y Presidente Alemán para el segundo, destacan dentro de las actividades de reclasificación mencionadas.

Por lo que concierne al volumen original probado de gas natural, la región tiene una reducción de 129 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, en relación al año anterior. Esta reducción tuvo lugar principalmente en los campos Papán y Perdiz pertenecientes al Activo Integral Veracruz y Arcos del Activo Integral Burgos.

Cuadro 7

Producción de Aceite crudo y Gas natural.

Año	Volumen	Aceite Crudo (mmb)	Gas natural (mmmpc)
2007	Total	166,047	122,168
	Probado	40,181	64,776
	Probable	77,890	33,623
	Posible	47,976	23,769
2008	Total	165,934	123,419
	Probado	41,177	66,793
	Probable	76,577	33,279
	Posible	48,181	23,347
2009	Total	166,241	123,901
	Probado	41,592	66,664
	Probable	72,896	32,577
	Posible	51,753	24,660

Fuente: Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos PEMEX Exploración y Producción.

En cuanto a los volúmenes originales de aceite y gas natural probables de la región, éstos registran una reducción de 3,681 millones de barriles y 703 miles de millones de pies cúbicos en comparación al 1° de enero de 2008. Esta situación se presenta fundamentalmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, por la reclasificación de volúmenes probables a posibles.

La Región Norte reporta un incremento en sus volúmenes originales posibles de aceite y gas natural al 1° de enero de 2009 de 3,572 millones de barriles y 1,314 miles de millones de pies cúbicos. Este aumento se presenta primordialmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, como consecuencia de la reclasificación de volúmenes de la categoría probable a posible.

Evolución de las reservas

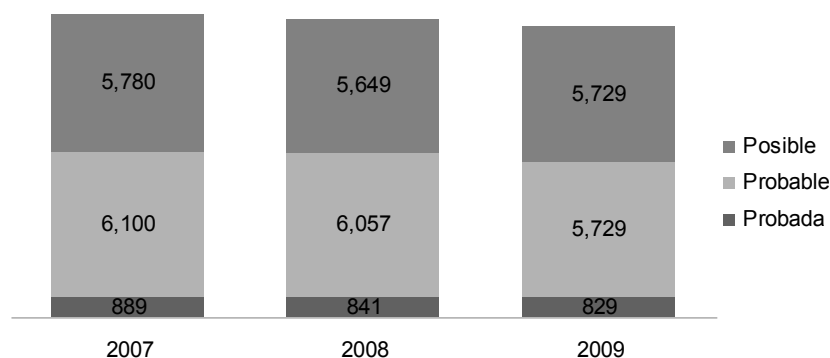
La reserva probada de aceite de la Región Norte al 1° de enero de 2009 es de 829 millones de barriles, de éstos 408 millones de barriles corresponden a la reserva probada desarrollada y 421 millones de barriles a la reserva probada no desarrollada. Además, las reservas probables y posibles de aceite ascienden a 5,845 y 5,729 millones de barriles, respectivamente. Consecuentemente, las reservas 2P y 3P de aceite suman 6,674 y 12,403 millones de barriles. Por lo que toca a la reserva probada de gas natural, su valor es de 4,219 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 2,891 miles de millones corresponden a la reserva probada desarrollada y 1,328 miles de millones de pies cúbicos a la reserva no desarrollada. Además, 1,282 miles de millones pies cúbicos de la reserva probada de gas natural corresponden a gas asociado y 2,937 miles de millones pies cúbicos a gas no asociado. En cuanto a las reservas probables y posibles de gas natural, éstas ascienden 14,901 y 17,383 miles de millones de pies cúbicos. Consecuentemente, las reservas 2P y 3P ascienden a 19,120 y 36,503 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas natural, respectivamente.

La evolución histórica de los últimos tres años de las reservas probadas, probables y posibles se presenta en la gráfica 4.

Al 1° de enero de 2009, el 8 por ciento de la reserva probada de aceite del país se ubica en la Región Norte. Regionalmente, 61 por ciento de dicha reserva se concentra en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 38 por ciento y el Activo Integral Veracruz con 2 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, el volumen de la región representa 24 por ciento del total nacional, cifra sustentada a nivel regional por el Activo Integral Burgos en primer lugar con 46 por ciento, seguido de los activos integrales Veracruz, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira con 21 por ciento, 20 por ciento y 14 por ciento, respectivamente.

Grafica 4
Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo
de la región Norte en los últimos tres años.

Distribución de las reservas de hidrocarburos



Fuente: Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

En cuanto a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural, sus volúmenes al 1° de enero de 2009 representan 5 por ciento y 25 por ciento de los totales nacionales. En un contexto regional, los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira concentran casi la totalidad de la reserva probada desarrollada de aceite con 98 por ciento, el porcentaje restante se ubica en el Activo Integral Veracruz. Por lo que concierne a la reserva probada desarrollada de gas natural, la mayor proporción se localiza en el Activo Integral Burgos con 46 por ciento, mientras que el Activo Integral Veracruz se coloca en segundo lugar con 27 por ciento. Los activos integrales Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo contribuyen con 16 por ciento y 11 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural se ubican a nivel nacional en 15 por ciento para el caso del aceite y 21 por ciento para el gas natural. A nivel regional al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo le corresponde 79 por ciento de la reserva probada no desarrollada de aceite, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 20 por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural, 45 por ciento de la reserva probada no desarrollada se localiza en el Activo Integral Burgos, seguido del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 38 por ciento y del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 9 por ciento.

Las reservas probables de aceite y gas natural de la región al 1° de enero de 2009 representan, a nivel nacional, 56 por ciento y 74 por ciento, respectivamente. En el ámbito regional, 94 por ciento de la reserva se asocia al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, lo cual se debe a que el activo mencionado concentra el total de las reservas del Paleocanal de Chicontepec. Por lo que respecta a las reservas probables de gas natural, el mismo activo registra un porcentaje de 86 por ciento, colocándose a continuación el Activo Integral Burgos con 8 por ciento, seguido de los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz con 5 por ciento y 1 por ciento, respectivamente.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la Región Norte al 1° de enero de 2008, representan a nivel nacional 56 por ciento y 77 por ciento, respectivamente. Al igual que en la categoría probable, regionalmente el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo reporta los mayores porcentajes de las reservas posibles de aceite y gas natural con 97 por ciento y 87 por ciento, lo cual nuevamente se debe a que dicho activo comprende exclusivamente la totalidad de las reservas del Paleocanal de Chicontepec.

La adición de las reservas probadas, probables y posibles, denominadas 3P, de aceite y gas natural de la Región Norte son 12,403 millones de barriles y 36,503 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En el ámbito nacional, las cifras anteriores significan 40 por ciento y 61 por ciento, respectivamente. Asimismo, a nivel regional el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo comprende la mayor parte de la reserva 3P de aceite con 93 por ciento, esto es, 11,554 millones de barriles. En lo que se refiere al gas natural, de nueva cuenta el activo antes mencionado se coloca en la primera posición al registrar 79 por ciento, en segundo lugar aparece el Activo Integral Burgos con 13 por ciento, seguido de los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz con 5 por ciento y 3 por ciento, respectivamente.

Aceite crudo y gas natural

A partir de las actividades de desarrollo de campos realizadas durante 2008, las cuales se tradujeron en la terminación de 485 pozos, las reservas de aceite crudo y gas natural de la Región Norte mostraron variaciones en sus diferentes categorías, como se indica a continuación.

Al 1° de enero de 2009, el volumen de la reserva probada de aceite registra una reducción neta de 12 millones de barriles en relación al año anterior, reducción generada principalmente por la producción extraída durante 2008, la cual alcanzó 32 millones de barriles. Si el efecto de la producción extraída no es considerado, entonces se observa un incremento a la reserva probada remanente por 19.9 millones de barriles. Esta situación obedece en gran parte a las actividades de desarrollo de campos, principalmente en Corralillo, Agua Fría y Coapechaca del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Aguacate y Poza Rica del Activo Integral Poza Rica-Altamira y Perdiz del Activo Integral Veracruz. Es pertinente mencionar que la reactivación de campos maduros en la región ha brindado buenos resultados, ejemplos tangibles de ello son el campo Temapache y recientemente el campo Aguacate, los cuales forman parte del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

Cuadro 8
Composición de las reservas 2P por activo de la Región Norte.

Activo	Aceite			Gas Natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	2,575	3,284	815	14,435	4,685
Aceite Terciario del Golfo	2,321	2,874	813	13,694	0
Burgos	0	0	0	4	3,063
Poza Rica-Altamira	236	409	2	702	590
Veracruz	18	0	0	35	1,033

Fuente: Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

Cuadro 9
Composición de las reservas 3P por activo de la región Norte.

Activo	Aceite			Gas Natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	4,177	6,740	1,486	29,884	6,619
Aceite Terciario del Golfo	3,880	6,193	1,481	28,823	0
Burgos	0	0	0	4	4,783
Poza Rica-Altamira	268	548	4	938	729
Veracruz	29	0	0	120	1,107

Fuente: Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

Por lo que concierne a la reserva probada de gas natural, ésta presenta un decremento neto de 261 miles de millones de pies cúbicos, situación que se atribuye básicamente al efecto de la producción durante el 2008 de 931 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, al eliminar el efecto de la producción se observa un incremento en las reservas remanentes por 670 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En particular, 23 por ciento de este incremento se debe a las adiciones exploratorias que totalizaron 151 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y donde destacan los pozos Cali-1 en la Cuenca de Burgos y Cauchy-1 en la Cuenca de Veracruz, los cuales incorporaron 22 por ciento y 86 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por 104 otra parte, los campos en explotación que observaron incrementos en su reserva probada de gas natural por desarrollo de campos son Culebra, Nejo, Velero, Fundador, Cuervito y Forastero, del Activo Integral Burgos, con 50, 36, 32, 32, 34 y 29 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Asimismo, se tuvieron aumentos en Coapechaca, Corralillo y Agua Fría del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, con 18, 13 y 11 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Adicionalmente, se tuvieron incrementos en los campos Playuela, Lizamba y Papán del Activo Integral Veracruz, con 16, 13 y 12 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En relación a las reservas probables de aceite y gas natural de la Región Norte, al 1° de enero de 2009 los volúmenes ascienden a 5,845 millones de barriles y 14,901 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La comparación de las cifras anteriores con las correspondientes al 1° de enero del año anterior, resulta en reducciones netas por 212 millones de barriles de aceite y 724 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los

decrementos anteriores tienen lugar básicamente por la reclasificación de reservas probables a posibles y por revisión, tanto de aceite y gas natural, en los campos del Paleocanal de Chicontepec del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Cuadro 10
Distribución de reservas remanentes de gas por activo
de la Región Norte al 1 de enero 2009.

Reserva	Activo	Gas natural	Gas a entregar en planta	Gas seco
		mmmpc	mmmpc	mmmpc
Probada	Total	4,219	3,922	3,693.3
	Aceite Terciario del Golfo	8245	727	603
	Burgos	1,933	1,878	1,826
	Poza Rica-Altamira	588	452	404
	Veracruz	873	865	861
Probable	Total	1,490,103	13,302	11,310
	Aceite Terciario del Golfo	12,869	11,404	9,482
	Burgos	1,133	1,106	1,076
	Poza Rica-Altamira	704	600	561
	Veracruz	195	193	192
Posible	Total	17,383	15,390	13,002
	Aceite Terciario del Golfo	15,129	13,275	10,971
	Burgos	1,720	1,669	1,626
	Poza Rica-Altamira	375	294	262
	Veracruz	159	153	144

Fuente: Informe Anual de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

Por lo que se refiere a las reservas posibles de aceite y gas natural, los volúmenes reportados al 1° de enero del presente año son 5,729 millones de barriles y 17,383 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Los valores anteriores al compararse con los volúmenes reportados el año anterior exhiben, para el caso del aceite, una variación positiva por 81 millones de barriles, y para el gas natural una reducción de 59 miles de millones de pies cúbicos. El incremento en las reservas posibles de aceite se debe principalmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en los campos del

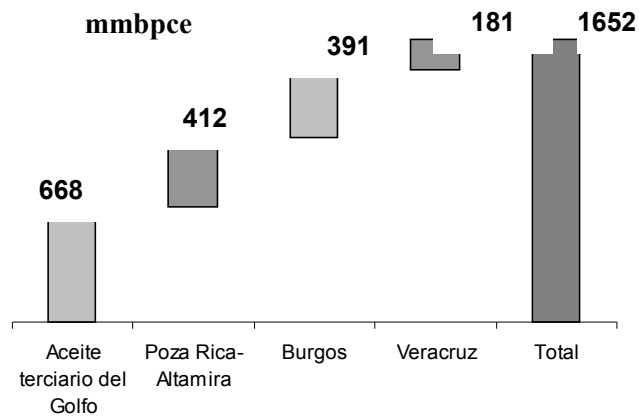
Paleocanal de Chicontepec. Con respecto al decremento observado en las reservas posibles de gas natural, éste es originado por el comportamiento de los yacimientos, principalmente en los campos Tajín, Patlache, Mareógrafo, Dandi, Casta y Kosni con 111, 36, 28, 23, 14 y 10 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Sin embargo, estos decrementos fueron compensados parcialmente por las incorporaciones exploratorias las cuales totalizaron 244 miles de millones de pies cúbicos.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2009 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 1,652 millones de barriles, volumen que significa 12 por ciento de la reserva probada nacional. La reserva por activo integral. Para esta categoría se presenta un incremento neto de 145 millones de barriles, en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior, como consecuencia de las incorporaciones exploratorias, actividades de desarrollo de campos y revisiones del comportamiento de presión producción de los yacimientos.

Grafica 5.
Reservas probadas al 1 de enero de 2009,
distribuidas por activo en la Región Norte.

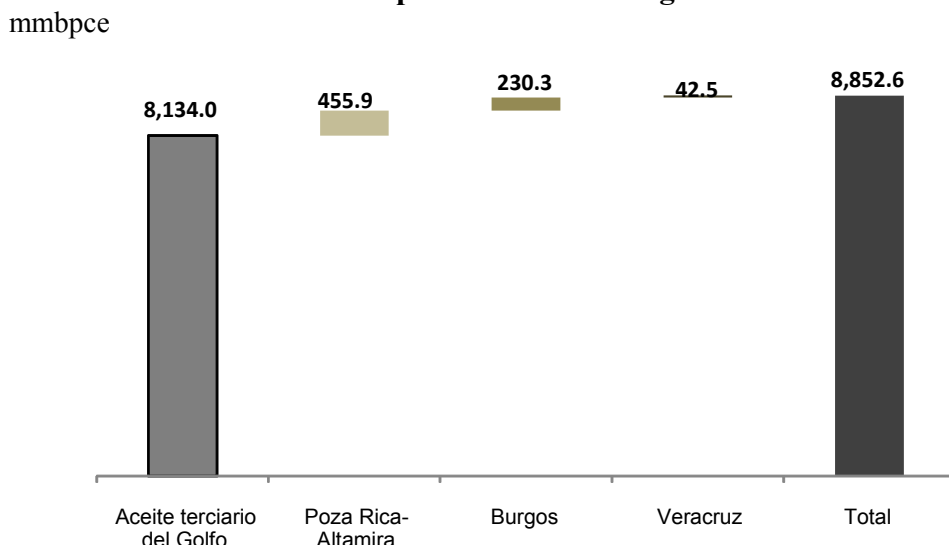


Fuente: Informe de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

En cuanto a la reserva probable expresada en petróleo crudo equivalente, ésta presenta un decremento neto de 372 millones de barriles, debido primordialmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en los campos de Paleocanal de Chicontepec. De esta forma, la reserva al 1° de enero de 2009 registra un volumen de 8,862.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, al cual le corresponde 61 por ciento a nivel nacional.

En relación a la reserva posible de petróleo crudo equivalente el volumen al 1° de enero de 2009 alcanza 9,210 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual representa 63 por ciento del volumen total de reserva posible nacional. La figura 6 presenta la distribución de reservas posibles a nivel activo integral. Las reservas del presente año tuvieron un incremento por 16 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior, el cual se debe principalmente a las incorporaciones exploratorias realizadas durante 2008.

Grafica 6
Reservas probables al 1° de enero de 2009,
distribuidas por Activo en la Región Norte



Fuente: Informe de Reservas de Hidrocarburos 2010, PEMEX Exploración y Producción.

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de las reservas probadas más probables más posibles, al 1° de enero de 2009 asciende a 19,725 millones de barriles; esta cantidad a nivel nacional significa 45 por ciento de la reservas 3P. En particular, regionalmente el mayor porcentaje de la reserva, es decir, 88 por ciento se localiza en los campos pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Al comparar la reserva 3P de crudo equivalente en cuestión, con la reportada el año anterior, se observa una reducción neta de 211 millones de barriles, la cual se debe principalmente a la producción extraída durante 2008 que alcanzó 214 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Relación reserva-producción

En lo que se refiere a la relación reserva probada de petróleo crudo equivalente-producción, al 1° de enero de 2009 su valor es de 7.7 años. La estimación anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del 2008 de 214 millones de barriles de

petróleo crudo equivalente. Por lo que se refiere a la reserva 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción resulta de 49.2 años, y para el caso de la reserva 3P, esto es, la adición de los volúmenes de reservas probada, probable y posible de petróleo crudo equivalente, la cifra asciende a 92.4 años. Es evidente, que las diferencias que existen entre la relación estimada para las reserva 1P y las correspondientes a las reservas 2P y 3P, se deben a que dos estas últimas están afectadas por los volúmenes de reservas probables y posibles de los campos del Paleocanal de Chicontepec pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, las cuales de hecho son las cantidades más elevadas en tales categorías a nivel nacional.

CAPITULO III. Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec)

Introducción del proyecto

De acuerdo con estudios geofísicos y petroleros, la posición más viable y económicamente factible, antes de salir a explotaciones de aguas profundas es el Proyecto Chicontepec, PEMEX explicó que sin la cuenca de Chicontepec la producción del país caería 40 por ciento y añadió que para mantener el actual ritmo de producción se requiere una estrategia de desarrollo integral que incluya a las reservas tradicionalmente explotadas.

El Paleocanal de Chicontepec se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al oeste. Es parte de la Cuenca de Chicontepec en la provincia Geológica Tampico-Misantla. Geográficamente, comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla.

La Cuenca de Chicontepec es de tipo anfosa, y contiene sedimentos terrígenos depositados en un ambiente marino profundo, en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior.

Su origen es consecuencia de la erosión producida por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en forma de turbiditas, definidos como formación Chicontepec.

Antecedentes

Desde 1926, se ha registrado la perforación de pozos con objetivos cretácicos (Tamaulipas y Tamabra) y jurásicos (Pimienta y San Andrés), se detectaron manifestaciones de hidrocarburos en las areniscas de la formación Chicontepec, que no fueron exploradas en ese momento por carecer de valor comercial. Fue hasta 1935 con la perforación del pozo Poza Rica-8, en el que mediante una prueba de producción se demostró la producción de aceite crudo en las areniscas de la formación de Chicontepec.

La producción comercial de aceite en el Paleocanal de Chicontepec se inició en 1952 con el desarrollo del campo Presidente Alemán. En la década de los setenta, se incrementó la exploración mediante el desarrollo de los campos Soledad Norte y Soledad. En 1971, por

primera vez un pozo se fracturó hidráulicamente, siendo este pozo el Presidente Alemán-126 el actual incrementó 5 veces su producción, de 13 a 70 barriles por día.

Desde 1978 se sabe que Chicontepec consiste en un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos que constituye una de las mayores acumulaciones de América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con otros yacimientos. Los yacimientos de Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente compartimentados, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos.

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

Con base en las recomendaciones realizadas a través de diversos estudios internos en PEMEX-PEP, durante la década de los años ochenta PEMEX perforó 79 pozos exploratorios de los cuales 61 resultaron productores. Durante esa década, se desarrollaron parcialmente los campos de Agua Fría y Tajín; y en 1990, el campo Escobal. En la década de los años noventa se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, como Coapechaca, Corralillo y Coyula.

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

Original (VO *in situ*, equivalente en este caso a las siglas en inglés OOIP “Original Oil in Place”) y que sus reservas probadas son inferiores al 0.5 por ciento del VO.

El descubrimiento de los yacimientos de Chicontepec.

El descubrimiento de los yacimientos de Chicontepec no siguió las etapas normales del proceso exploratorio debido a que la presencia de hidrocarburos en la tercera columna terciaria se detectó por diversos pozos que llevaban objetivos más profundos. Es entre 1974 y 1978, cuando se realizaron estudios sedimentológicos-estructurales que concibieron por primera vez la existencia de un Paleocanal. Estos estudios determinaron aspectos como el mecanismo de entrapamiento de los hidrocarburos, la distribución y variación de espesores de las areniscas, y el ambiente de depósito y distribución superficial de las formaciones productoras. Asimismo, también se determinó el comportamiento estructural, y se realizó una primera delimitación de áreas para la explotación comercial de hidrocarburos.

Además, en 1978 se programó la perforación de 79 pozos exploratorios con objetivo Chicontepec, resultando 61 de ellos productores de hidrocarburos. En 1977 se realizó la caracterización geológica regional del Paleocanal de Chicontepec, actualizando los modelos estratigráfico, sedimentológico, petrofísico y estructural. También, se obtuvo una estimación del volumen original de hidrocarburos *in situ*, considerando toda la información geológica, geofísica y petrofísica disponible. La información de producción también fue usada en otra actualización en 1998, asociando la información geológica con el comportamiento de los diferentes yacimientos.

Se desarrolla el esquema de producción con la incorporación de los nuevos pozos que se van abriendo, en función de las metas y costos de producción, así como su rentabilidad.

El Proyecto Chicontepec es de gran relevancia para el país, ya que representa el 39 por ciento de la reserva total de hidrocarburos del país, es decir, cerca de 17.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En 2008, se presentó un informe de los contratos de perforación del proyecto Aceite Terciario del Golfo, indicando las fechas de publicación de las convocatorias y avances en las licitaciones, con base en la estrategia para perforar más de 17 mil pozos en el periodo 2009-2023 de acuerdo al proyecto aprobado, cuyo objetivo es recuperar la reserva 2P de 6 mil 300 millones de barriles de crudo y 14,500 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y que toman en cuenta la naturaleza de la roca de baja permeabilidad que exige la perforación de una gran cantidad de pozos.

El objetivo de PEMEX es convertir al Proyecto Chicontepec en una cuenca que pueda producir entre 550 mil a 700 mil barriles diarios hacia el 2017, lo que requerirá del desarrollo y administración de tecnologías especializadas que incrementen significativamente la productividad por pozo y permitan reducir los costos al mínimo.

Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida y su explotación compleja.

PEMEX desarrollará el Proyecto Chicontepec con un enfoque preventivo y de largo plazo, para lo cual es necesario integrar en una misma estrategia las metas de producción, el entorno socioeconómico y el medio ambiente. Lo anterior es una nueva forma de pensar, planear y hacer las cosas, que contribuya a generar un cambio cultural en PEMEX.

Ubicación geográfica y características geológicas

El área del Proyecto se ubica en la porción Centro-Oeste de México, entre los paralelos 20° 15' y 21 ° 13' de longitud Oeste. El paleocanal de Chicontepec se localiza en la cuenca geológica Tampico-Misantla, al poniente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro). El proyecto cubre un área de cerca de 3 mil 800 kilómetros cuadrados. Los elementos que

demarcan al proyecto por el norte y por el sur son el “Paleocanal Bejuco-La Laja” y el “Alto de Santa Ana” respectivamente³⁵.

El Proyecto Chicontepec está ubicado al norte del estado de Veracruz y al oriente de Puebla; abarca un total de 15 municipios; 12 municipios en el estado de Veracruz y tres en el estado de Puebla.

Figura 1



Fuente: PEMEX

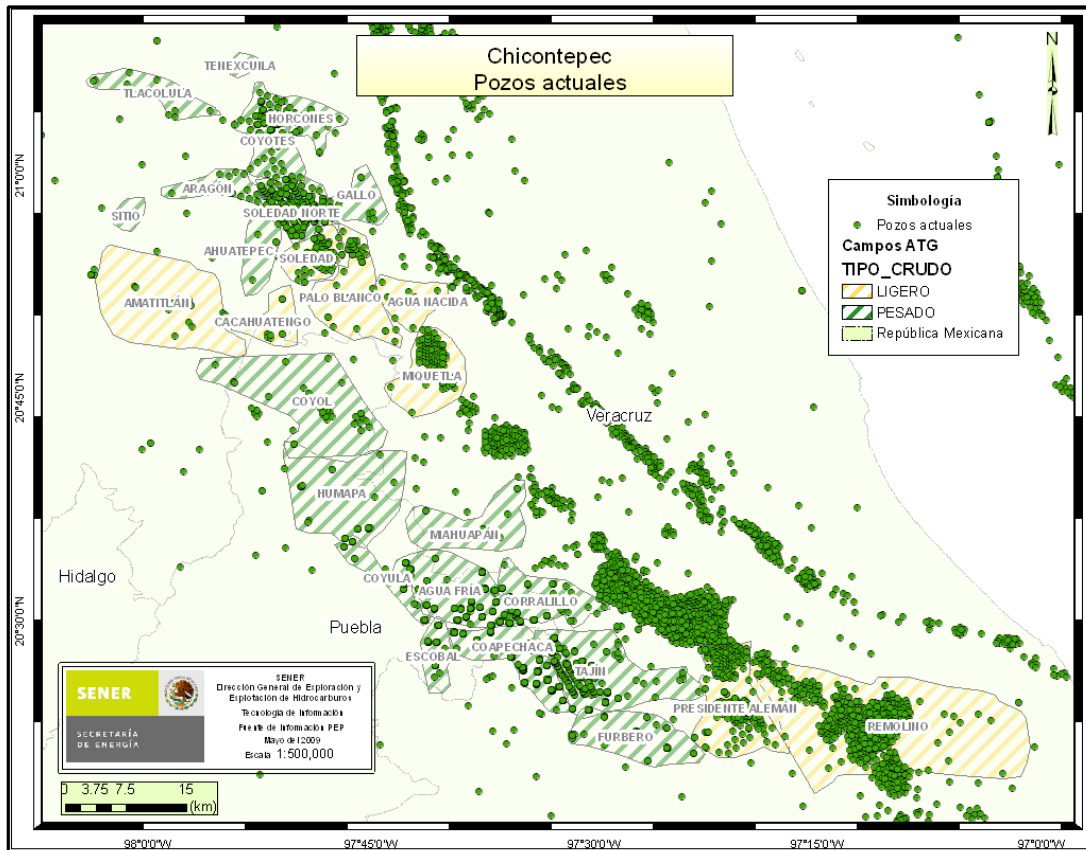
³⁵ PEMEX. Las reservas de Hidrocarburos de México. México: PEMEX, Exploración y Producción, 1999–2004. Evaluación al 1 de enero de 1999–Los principales campos de petróleo y gas de México–Evaluación al 1 de enero de 2004.

A partir de 2006 el nombre oficial que PEMEX-PEP ha dado a los trabajos de exploración de hidrocarburos en Chicontepec es proyectos “Aceite Terciario del Golfo” (ATG). Este proyecto, uno de los que requerirían mayor inversión en la historia petrolera del país, tiene como intención desarrollar una estrategia integral de explotación de la región, ambiciosa respecto a la perforación masiva de pozos, con el objetivo de alcanzar de manera acelerada altos niveles de producción de aceite.

Para ello, la zona geográfica en la que se localiza el Paleocanal y que en ese momento incluía 29 campos productores y cientos de yacimientos, fue subdividida administrativamente en ocho sectores; de éstos, sólo los sectores 3 (campos Coyotes, Horcones, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida) y 7 (campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín) se encontraban en desarrollo y sólo en Agua Fría se hicieron estudios iniciales para la implementación de un proyecto para el mantenimiento de la presión del yacimiento. El resto de los sectores encontraban en una etapa en la que se requería realizar la caracterización de sus yacimientos.

Para lograr perforar este gran número de pozos, la estrategia de desarrollo ha considerado la construcción de macroperas para concentrar las actividades de perforación en áreas pequeñas, logrando disminuir el impacto a los terrenos. En cada macropera se perforarían y terminarían en promedio 19 pozos en series de 3, con el objetivo de evitar interferencias en el trabajo de los equipos y no generar un número inadecuado de pozos en espera. El diseño de los pozos considera la perforación de pozos desviados. La localización de los pozos se puede apreciar en la figura 2.

Figura 2



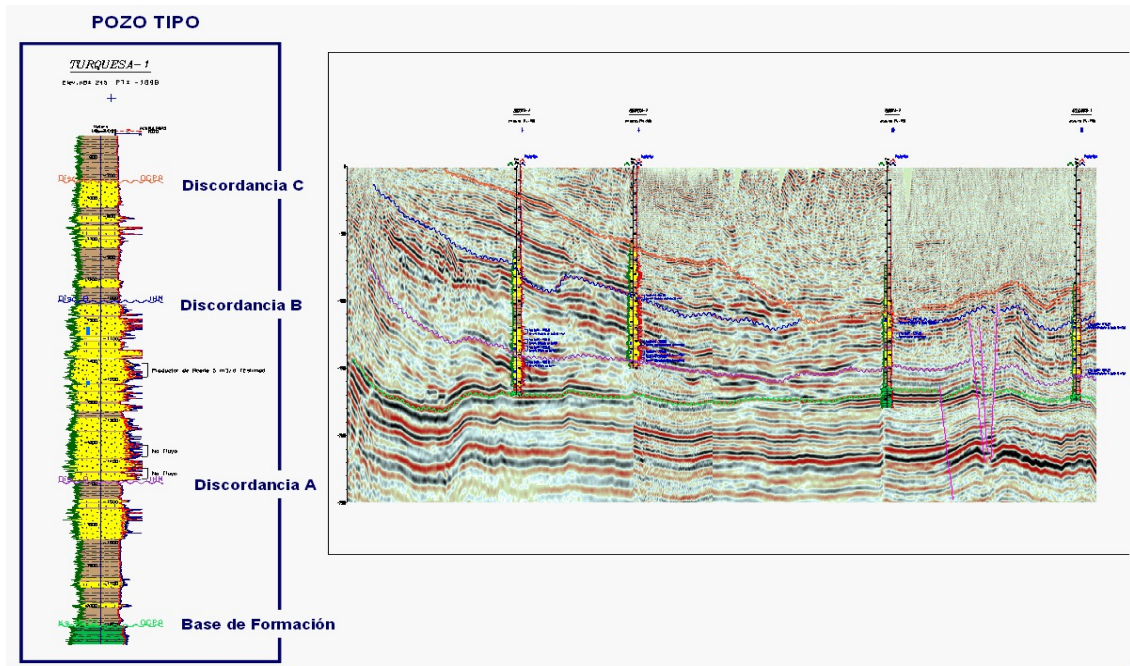
Fuente: Secretaría de Energía, Área de nuevos Proyectos.

Características geológicas

Debido al carácter turbidítico del depósito, en un campo se encuentran varios horizontes productores que se comportan como yacimientos independientes, cuyos espesores pueden variar de 5 a más de 70 metros. Es por eso que no se generan sistemas petroleros de gran escala, ya que cada horizonte se comporta independiente.

El Paleocanal Chicontepec se va profundizando al sureste, considerándose una profundidad media de los cuerpos arenosos productores de 1500 metros. Por eso se utilizan diferentes técnicas y filosofías de perforación según las características de cada campo.

Figura 3



Fuente: Secretaría de Energía

Objetivos del Proyecto ATG

La forma en que PEMEX-PEP ha presentado su plan de actividad física para el ATG prevé alcanzar un factor de recuperación de hidrocarburos por agotamiento natural de sólo 2 por ciento. Incrementar ese factor de recuperación obligaría a tener un proyecto intensivo en capital y en capacidad de ejecución, poniendo a prueba las habilidades de cualquier empresa petrolera del mundo, para hacerlo por si sola.

El proyecto ATG fue aprobado en el año 2006 con base en un estudio de costo-beneficio. A partir de ese año PEMEX-PEP ha presentado adecuaciones a las proyecciones de inversión y producción en 2008 y 2009. La última modificación presentada en el paquete económico 2010.

Cuadro 11
Variaciones en los análisis Costo y Beneficio presentados sobre el ATG ante la SHCP.

Año de presentación del proyecto	Inversiones (MM pesos 2009)	Número de pozos a perforar	Reparaciones mayores	Pronóstico de Reserva de aceite a Recuperar	Producción Máxima Aceite bbl/día	Producción Máxima Gas Mples/día	Inversión por bbl de reservas de aceite a recuperar (pesos 2009/bbl)
2006	210,971	6,055	9,129	1,809	470,000	931,000	117
2008	543,075	17,356	30,136	3,372	808,000	970,000	161
2009	617,341	19,181	33,719	2,803	606,000	727,000	220
2006-2009	193 %	217 %	269 %	55 %	29 %	-22 %	89 %

Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones

Cuadro 12
Recursos y reservas de ATG reportadas por PEMEX al primero de enero 2009

	Crudo MMBL	Gas MMMPC	SUMA MMBPCE	
Volumen Original	136,783	54,222	147,211	100 %
Suma reservas =3P	11,554	28,823	17,097	12 %
Reserva Posible (sin Probable ni probada)	5,546	15,129	8,455	6 %
Reserva Probable (sin probada)	5,507	12,862	7,982	5 %
Reserva Probada	501	825	660	45 %
Producción Acumulada	160	270	212	14 %

Fuente: PEMEX-PEP

El monto de inversión solicitado para el proyecto ATG ha aumentado de forma acelerada en menos de un quinquenio, y que sus alcances han sido modificados en varias ocasiones. De la misma manera, resalta el aumento en la inversión unitaria requerida para producir un barril de crudo equivalente.

Las inversiones asignadas al ATG durante los últimos años acumulan un monto superior a los 50 mil millones de pesos y se han aplicado como sigue:

Cuadro 13
Inversiones Totales Asignadas al proyecto ATG
(millones de pesos)

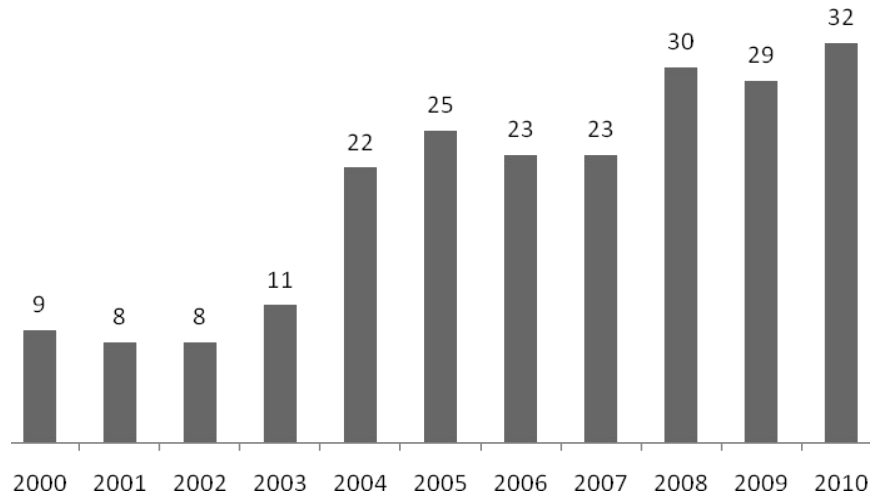
Acumulado a 2006	2007	2008	2009	Inversión Total
11,850	5,562	11,106	24,002	52,520

Fuente: SHCP, Presupuesto de Egresos de la Federación, Informe sobre la situación de las Finanzas públicas y la deuda pública, Anexos

En la última versión de PEMEX-PEP a CNH, pocos meses después del registro del análisis costo-beneficio 2009, la subsidiaria pronosticaba que el proyecto alcanzaría una producción máxima de 500,000 bbl/día por debajo de lo propuesto en el documento que sustenta la solicitud de recursos. Asimismo, puede resaltarse que hasta finales de 2009 el proyecto ATG no había superado la producción de 32 mil barriles por día.

Hasta antes de 2007 existían dos proyectos autorizados en Chicontepec Agua Fría-Coapechaca-Tajín y Amatitlán –Vinazco-Zapotempa. Esto debe tomarse en consideración en la interpretación de la gráfica 8, en la que se observa la dificultad del proyecto Chicontepec y posteriormente del proyecto ATG para cumplir con las metas de producción.

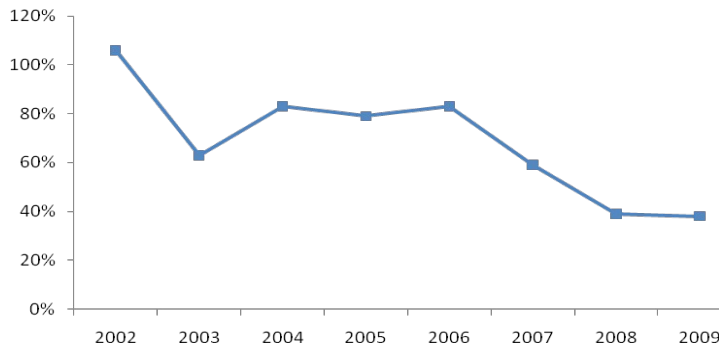
Grafica 7
Producción de petróleo crudo de Aceite Terciario del Golfo
(miles de barriles por día)



Fuente: Base de Datos PEMEX Exploración y Producción
 *2010/estimado

Desde 2003 el proyecto Chicontepec y posteriormente el proyecto ATG se ha ido redefiniendo, a través de nuevas solicitudes de incremento de inversión y el aumento en el costo por barril. En 2009 el proyecto muestra un bajo nivel del cumplimiento del 38 por ciento con respecto al pronóstico presentado en el estudio costo-beneficio de 2009.

Grafica 8
Cumplimiento de las metas de producción en Chicontepec
ATG. Real vs POA's de cada año.



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones

Esto apunta a que el diseño del proyecto ATG probablemente no haya alcanzado el nivel de madurez apropiado para poder proceder a la solicitud de recursos financieros.

Esto se refuerza ante el hecho de que, con muy pocos años de diferencia entre sí, el proyecto ATG ha anunciado distintas estimaciones de producción a mediano y largo plazo. Esto se muestra en la siguiente grafica, la cual traza la producción real de aceite y los pronósticos de producción para el proyecto.

Cuadro 14
Productividad Observada en el ATG

	Pozos cerrados	Pozos produciendo	Número de pozos por productividad actual			Total pozos
			<10 BD	10-30 BD	>30 BD	
Total general	905	1,121	140	450	547	2,026

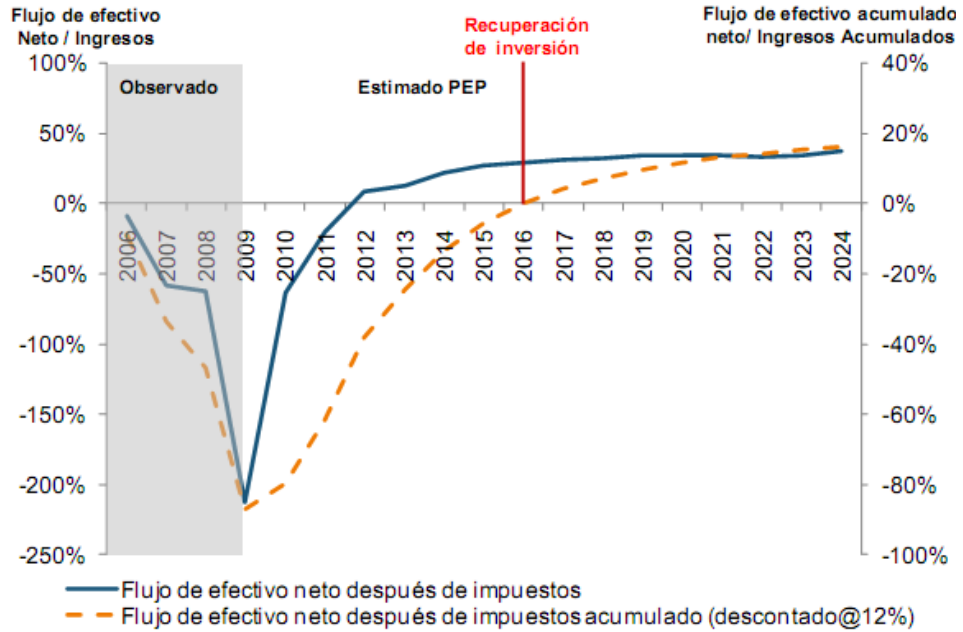
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones

Evaluación Económica del Proyecto

Análisis del flujo de efectivo

Según el estudio de viabilidad realizado por PEMEX-PEP, el proyecto ATG empezaría a generar flujos positivos, después de impuestos, a partir del año 2012 y la inversión puesta a valor presente, se recuperaría en el año 2016.

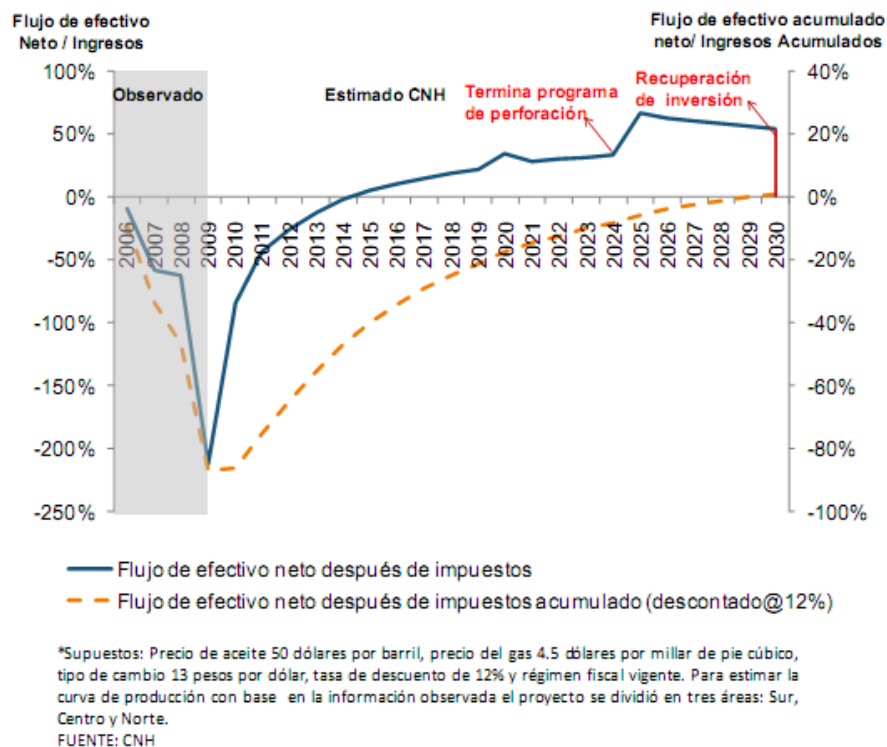
Grafica 9
Flujo de efectivo neto y acumulado neto después de impuestos
(por ciento de los ingresos)
-proyecciones Pemex-PEP, promedio-



*Supuestos: Precio de aceite 50 dólares por barril, precio del gas 4.5 dólares por millar de pie cúbico, tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12% y régimen fiscal vigente.
 FUENTE: CNH

Sin embargo, estas proyecciones asumen curvas de producción por pozo que hasta ahora no se han materializado. En base a las productividades y las curvas de producción observadas (escenario 50), y de mantenerse éstas sin cambio, las proyecciones de flujo de efectivo y valor presente neto se observan así:

Grafica 10
Flujo de efectivo neto después de impuestos (por ciento de los ingresos)
-Proyecciones con datos observados, escenario P50-



Bajo las curvas de producción, niveles de producción observados, con la tecnología vigente, el proyecto ATG generaría flujos positivos a partir del 2015, mientras que la recuperación de la inversión se alcanzaría hasta el 2030, seis años después de que el programa de perforación hubiera terminado.

La diferencia entre las proyecciones de PEMEX-PEP y las estimaciones con base en los datos observados responde principalmente a la curva de producción estimada por PEMEX-PEP.

PEMEX-PEP asume que los pozos declinan a una tasa de 3 por ciento anual, se observa que los pozos declinan a 16 por ciento mensual los primeros 12 meses para posteriormente estabilizarse en alrededor de 20-30 barriles por día en el segundo año y finalmente alrededor de 20 barriles el resto de su vida útil. Esta observación apunta al problema central del proyecto que radica en la rápida pérdida de presión de los yacimientos.

Grafica 11
Curva de producción mensual estimada por PEMEX-PEP y Observada*
 (barriles diarios)



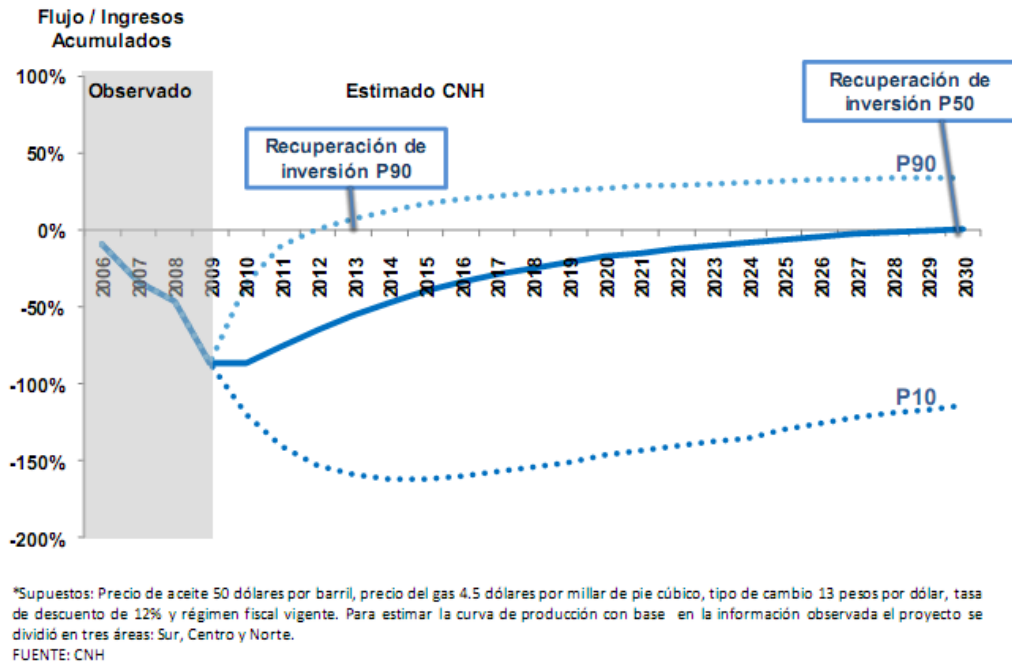
* Corresponde a la curva observada de la región Sur, que considera el promedio de los campos: Agua Fria, Tajín, Coapechaca, Corralillo, Coyula, Escobal, Furbero, Remolino y Presidente Alemán. Para efectos ilustrativos la curva estimada por Pemex-PEP se construyó con base en los parámetros reportados en el documento de Análisis Costo Beneficio reportado a la SHCP para los campos de la región Sur y considera la misma recuperación observada por pozo que la asumida en la curva observada (160,000 barriles).

FUENTE: CNH

El cambio en las producciones observadas respecto a las estimadas ha implicado que la paraestatal enfrente problemas para incrementar la producción debido a que los pozos dejan de producir muy rápidamente.

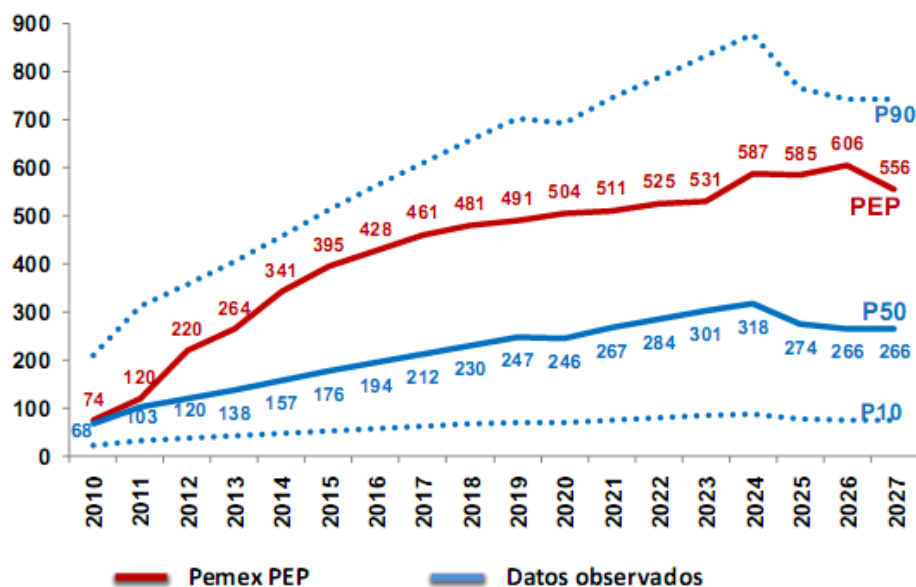
Con base en los datos observado, si se considera el escenario probabilístico de los flujos acumulados del proyecto, para el escenario P90, la inversión se recupera significativamente más rápido, en 2013; mientras que bajo el escenario P10 la inversión nunca se recupera.

Grafica 12
Flujo de efectivo neto acumulado después de impuestos
 (por ciento de los ingresos)
-proyecciones con datos observados, escenario P10, P50 y P90-



Basándose en el programa de perforación de PEMEX-PEP, se observa que la diferencia en las curvas de producción genera distintos perfiles de producción del proyecto. Cabe mencionar que también se observaron diferencias en las estimaciones de la recuperación total por pozo respecto a las observadas, aunque estas son menores.

Gráfica 13
Curva de producción anual del PATG estimada por PEMEX-PEP y CNH
 -miles de barriles diarios-



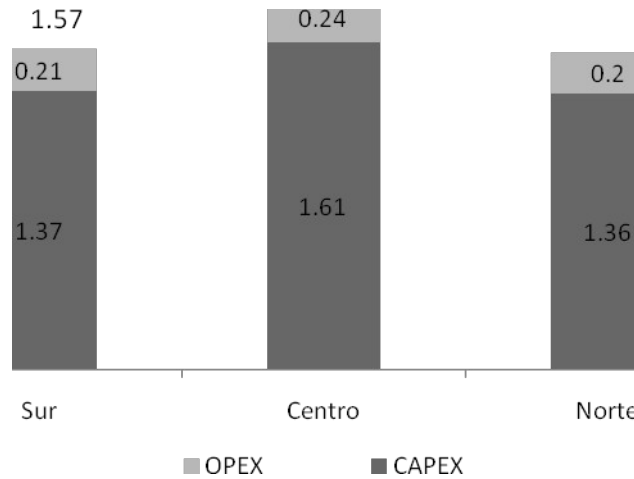
Fuente: Comisión Nacional de hidrocarburos

Niveles de productividad

Sobre la base del régimen vigente para Chicontepec (Recientemente modificado por el Congreso, y que reconoce los mayores costos propios de este tipo de campos petroleros) y a partir de las curvas de producción observadas de los pozos, se calcula los aumentos de productividad requeridos en las distintas zonas del proyectos ATG para que el proyecto sea rentable con un nivel de confiabilidad del 90 por ciento. Para este análisis el proyecto se divide en tres zonas: Sur que comprende los campos de Agua Fría, Tajín, Coapechaca, Corralillo, Coyula, Escobal, Furbero, Remolino y Presidente Alemán; Centro que comprende los campos Mihuapán y Miquetla; Norte que comprende Agua Nacida, Palo Blanco, Soledad, Soledad Norte, Gallo, Coyotes, Horcones, Tenexcuila, Sábana Grande, Tlacolula, Pastoría, Aragón, Sitio, Ahuatepec, Amatlán y Cacahuatengo.

PEMEX-PEP reporta costos de perforación, terminación, operación y sistema artificial de producción de entre 1.5 y 1.8 millones de dólares por pozo.

Grafica 14
Costos de Capital (CAPEX) y Operación (OPEX) por Pozo
(miles de dólares)

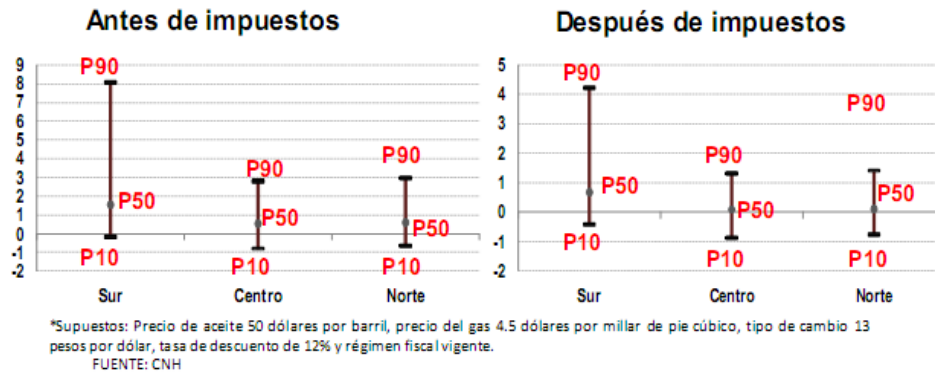


Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones

Con base en estos costos, se estimó el valor presente neto (VPN) y la razón VPN/VPI para las tres zonas del paleocanal.

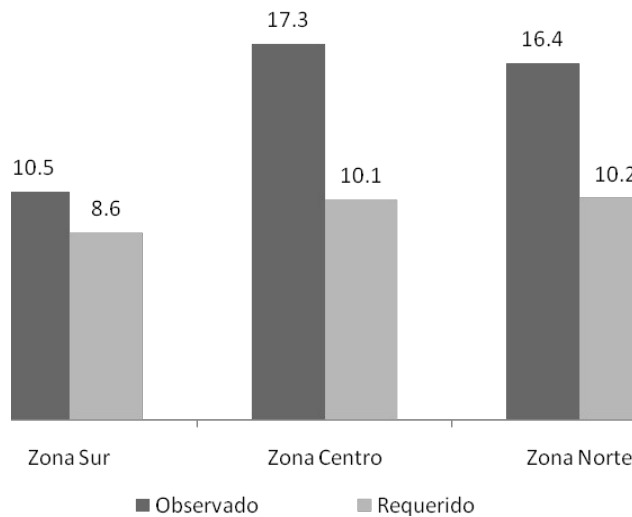
Como se puede observar en la siguiente gráfica, tanto antes como después de impuestos el escenario P10 arroja valores presentes netos negativos para las tres regiones. También se observa que la región Sur es la que presenta una rentabilidad significativamente superior respecto a las otras dos regiones.

Grafica 15
VPN/VPI según región y probabilidad de ocurrencia



A efectos de que los niveles de VPN sean positivos a un nivel de confiabilidad del 90 por ciento se requieren incrementos de la productividad, medida ésta como el costo por barril producido. Las reducciones en los costos de perforación van de 2 dólares por barril a casi 7 dólares por barril, siendo la región Sur la que requiere de un menos cambio en la productividad.

Grafica 16
Costo de perforación y terminación por abril observado y requerido.
-dólares por barriles-

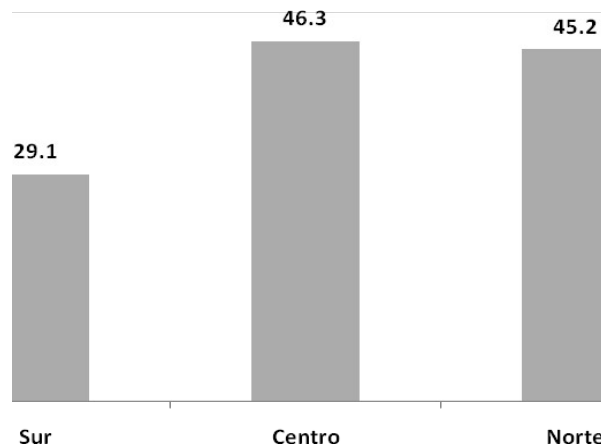


Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones

Sensibilidad a cambio de precios

Para el caso de P50, cuyo valor presente después de impuestos es positivo, el precio al cual los VPN's se hace cero (precio mínimo) se ubica entre 29 y 46 dólares por barril.

Grafica 17
Precio mínimo del aceite para alcanzar un VPN positivo después de impuestos
-dólares por barril-



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, Proyecto Aceite Terciario del golfo. Primera revisión y recomendaciones Supuestos: Tipo de cambio 13 pesos por dólar, tasa de descuento de 12 por ciento y régimen fiscal vigente.

Estrategia de contratación de perforación de pozos

PEMEX Exploración y Producción ha diseñado una estrategia de contratación para licitar paquetes de perforación de 300 a 500 pozos con la finalidad de asegurar el programa de perforación de los siguientes años. Asimismo, el alcance incluye la construcción de obras asociadas para manejar la producción.

Esta estrategia tiene las siguientes ventajas:

- Disminuye el riesgo de depender de un solo contrato para el Activo.
- Facilita los procesos de licitación al reducir los riesgos comprometidos por el contratista.
- Aumenta la competitividad en el precio por los servicios de operación.
- Permite hacer comparaciones de desempeño entre diferentes contratistas.
- Permite tener contacto con diferentes tecnologías y mejores prácticas.

El 16 de diciembre de 2008 fue publicada la convocatoria número 042 en el Diario Oficial de la Federación, la licitación Pública Internacional bajo la cobertura de los capítulos de compras del Sector Público de los Tratados de Libre Comercio, suscritos por México número 18575051-044-08; para la adjudicación del contrato de obra pública a precios unitarios, consistente en “Trabajos integrados para la perforación y terminación de pozos en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (paquete III)”.

El monto estimado para la contratación de esta licitación asciende a \$8,181'081,098.10 M.N. (ocho mil ciento ochenta y uno millones ochenta y un mil noventa y ocho pesos 10/100 M.N.), en términos de la solicitud de contratación respectiva número 5000012713, de fecha 15 de octubre de 2008, contando con la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante oficio número 340-A-244 de fecha 15 de febrero de 2002.

El proyecto actualmente

Actualmente PEMEX tiene listos los primeros cinco contratos de desempeño que adjudicará a las empresas estadounidenses Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Baker Hughes y a la argentina Tecpetrol, con un costo total de 410 millones de dólares para la construcción de cinco laboratorios de campo en Chicontepec (Aceite Terciario del Golfo), para los próximos días.

El nuevo esquema de contratos permitirá a la paraestatal, según funcionarios encargados del proyecto, contar con laboratorios que permitan probar nuevas tecnologías y esquemas de explotación masiva en los campos Furbero, Presidente Alemán, Remolino, Corralillo y Coyotes, donde habrán de perforarse 160 pozos entre 2010 y 2011, como parte del Plan de Perforación de los Laboratorios

El contrato que será asignado a Schlumberger para la construcción del laboratorio en el campo Furbero asciende a 91 millones de dólares, costo aproximado del complejo; en el Weatherford para el campo Presidente Alemán asciende a 123 millones; para Halliburton

en el campo Remolino también asciende a 123 millones; para Baker Hughes en Corralillo tendrá un costo de 31 millones; y para Tecpetrol en Coyotes tendrá un costo de 42 millones de dólares.

Los laboratorios servirán para probar y evaluar nuevas tecnologías que le darán a las compañías contratistas flexibilidad para definir la estrategia de explotación y operación de los campos en Chicontepec de forma integral, considerado por el gobierno como la mayor acumulación de hidrocarburos de México.

El programa asigna a cada una de las cinco compañías un área de 10 kilómetros cuadrados para su desarrollo, durará 24 meses. Las firmas están limitadas a 490 pozos por laboratorio.

En esas instalaciones, las empresas privadas se habrán de enfocar a mejorar el entendimiento del yacimiento para aumentar el factor de recuperación de 7% hasta 23%, es decir, de cada 100 barriles de petróleo crudo de los campos, extraer por lo menos 20; incrementar la productividad de los pozos y reducir costos de desarrollo y producción.

En conferencia de prensa, Juan José Suárez Coppel, director general de PEMEX, reveló que a mediados de este año pretenden publicar una segunda ronda de licitaciones para siete campos maduros más, ubicados en la región norte, previa autorización del Consejo de Administración, así como once más que ya se tienen detectados en Chicontepec, y que se licitarían también en 2011.

IV. Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

De acuerdo con el análisis realizado al sector petrolero nacional, se puede concluir que:

México está perdiendo capacidad extractiva, debido a que Cantarell –mayor productor actual- se ha convertido en un campo maduro y en declive productivo. Al mismo tiempo, han bajado las ventas al mercado a nivel internacional de hidrocarburos, haciendo que su balanza comercial sea cada vez más deficitaria, debido a cada día se exporta menos petróleo crudo y se compra en el exterior más gasolinas, diesel y aceites.

Además, los ingresos fiscales se van deteriorando en perjuicio del gasto no programable³⁶, que es a donde se destinan los ingresos excedentes que provienen del petróleo solo por concepto de: Participaciones de Estados y Municipios, Costo financiero, es decir, modificaciones en la tasa de interés o el tipo de cambio, Incremento en Adeudos de Ejercicios Fiscales Anteriores (ADEFAS) hasta por 80% del monto para diferimiento de pago de la Ley de Ingresos de la Federación del año anterior inmediato

El tránsito a la perforación de pozos en Aguas Profundas³⁷ se ve todavía un tanto lejana debido a la carencia de tecnología por parte de PEMEX, ya que se requiere de tecnología muy especializada, esto debido a la complejidad de estructuras geológicas y a la dificultad de identificar yacimientos, la exploración y explotación de Aguas Profundas requiere un alto nivel de inversión por los altos costos que todavía implica su explotación.

A lo largo del estudio se demuestra que en tierra, todavía es posible explotar mantos petrolíferos, especialmente en la Región de Chicontepec, que con los actuales precios del petróleo resultaría rentable y favorable para el país, si PEMEX traza las estrategias necesarias para su extracción.

Para ello, se requiere la contratación de expertos nacionales y extranjeros que desarrollen planes de inversión que a la luz de las condiciones económicas del país, brinden la posibilidad de retornar al país a sus niveles de producción y exportación del hidrocarburo.

³⁶ Erogaciones que no tienen un Programa Operativo Anual

³⁷ "Aguas Profundas" se refiere a la exploración y explotación de cuencas marinas con tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino).

El objetivo original que tenía PEMEX para el Proyecto ATG era que este contribuiría con más de 20 por ciento de la producción nacional de hidrocarburos hacia el año 2015, sin embargo los resultados hasta ahora obtenidos no han sido los imprevistos para poder llegar a esta proyección, con los logros que se han alcanzado para el año 2015 a penas se estará llegando a un 4.2 por ciento de la producción nacional.

Se está trabajando a un 25 por ciento de la capacidad que tienen los yacimientos, tienen la capacidad para producir diariamente 200 mil barriles de crudo, y apenas se producen 42 mil barriles diarios de hidrocarburo, esto se debe a la poca y deficiente tecnología que se ha empleado en los yacimientos para la extracción del crudo, por lo que se necesita definir una estrategia que aumente la producción de la región de Chicontepec.

Es necesario que el proyecto ATG intensifique el proceso para concluir su etapa de aprendizaje, emulando las mejores prácticas internacionales, a fin de establecer el plan de desarrollo y la estrategia de explotación óptimos. Con ello estará en posición de contar con los elementos para la implementación a gran escala de alguna de las alternativas tecnológicas.

Antes de pensar en implementar un programa de ejecución a gran escala, es ineludible que se concentren esfuerzos en completar una etapa de aprendizaje. Debe reconocerse que el proyecto ATG está en su fase de conceptualización. En este sentido se recomienda lo siguiente:

- No asignar metas de perforación o de producción.
- Delimitar metas y métricas de desempeño propias de un proyecto de desarrollo e implementación tecnológica.
- Constituir un proceso de identificación de las tecnologías a experimentar o desarrollar.
- Una vez identificadas las tecnologías, se deben definir los montos a invertir en desarrollo e implementación tecnológica, así como los tiempos de ejecución
- Establecer resultados esperados en relación con la fase de desarrollo tecnológico y criterios que permitan tomar decisiones sobre la inversión a gran escala en Chicontepec.

Además de reconocer que las finanzas públicas deben despetrolizarse, es necesario que PEMEX realice los estudios geológicos y económicos –costo-beneficio-, para explotar nuevos campos en tierra, como alternativa al Proyecto ATG.

BIBLIOGRAFÍA

Ángeles Cornejo, Sarriá. Intervención del Estado en la industria Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Económicas. Textos Breves de Economía, 2001. Miguel Ángel Porrúa, librero-editor.

Colmenares, Cesar Francisco. PEMEX: crisis y reestructuración. México: UNAM, Programa Universitario de Energía, Coordinación de la investigación científica, 1991.

Colmenares, Francisco. Barbosa, Fabio. Domínguez, Nicolás. PEMEX: presente y futuro. México, D.F.: UNAM, Instituto de Investigaciones Económicas, 2008.

Eco, Umberto. Como se hace una tesis. Técnicas y procedimientos de investigación y escritura. Gedisa Editorial. Barcelona, 2003.

Lavín, José Domingo. Petróleo: pasado, presente y futuro de una industria mexicana. México: Fondo de cultura Económica, 1976.

López, José Portillo y Weber. El petróleo de México. Su importancia/ sus problemas. Fondo de Cultura Económica, 1974.

Ocampo Torrea, José Felipe. PEMEX: mitos, realidades, testimonios y propuestas. Universidad Nacional Autónoma de México, 2006.

PEMEX. Las reservas de Hidrocarburos de México. México: PEMEX, Exploración y Producción, 1999–2004. Evaluación al 1 de enero de 1999–Los principales campos de petróleo y gas de México–Evaluación al 1 de enero de 2004.

Shields, David. Pemex: la reforma petrolera. México, D.F.: Planeta, 2005.

Suárez Guevara, Sergio/ Palacios Solano Isaac. PEMEX y el desarrollo económico mexicano: Aspectos básicos. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Económicas. Textos Breves de Economía.2001. Miguel Ángel Porrúa, librero-editor.

Taborga Torrico, Huascar. Como hacer una tesis. México, Grijalbo, 1982.

Páginas WEB:

<http://www.imagenypolitica.com/noticias/estado/item/345-defiende-pemex-el-proyecto-chicontepec.html>

http://excelsior.com.mx/index.php?m=nota&id_notas=718795

<http://www.eluniversal.com.mx/finanzas/80597.html>

http://www.pemex.com/files/content/reforma-pemex_081128.pdf

<http://www.ri.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=134&catID=12201>

http://www.cnh.gob.mx/_docs/ATG/ATG_primera_revision_8abril.pdf

<http://www.cnh.gob.mx/>