

CAPÍTULO 6

Plan de inversiones y gasto para extraer crudo y gas.

6.1 Inversión requerida. Para tratar de evaluar la conveniencia de invertir en Pemex Extracción y Producción (PEP) los recursos necesarios para explotar las reservas energéticas cada vez menos accesibles sin comprometer la operación económica de la empresa, es necesario analizar el tema como un proyecto de inversión. Se debe evaluar la inversión contra la cantidad de hidrocarburos extraídos como producto de ella.

A pesar de encontrarse en diferentes fuentes datos respecto de las inversiones que deberían realizarse para mantener la producción de crudo y gas en ciertos niveles, el énfasis se hace más en la cuantía de las inversiones (con datos que a veces difieren mucho unos de otros) que en la cantidad de hidrocarburos adicionales obtenidos como producto de esa inversión, y en su rentabilidad total.

Las cifras mencionadas son altísimas y la atención pública se enfoca más en la dificultad de obtener los recursos necesarios para el efecto, que en la conveniencia o no de realizar la inversión. El debate se centra equivocadamente en la idea de que para realizar las inversiones, forzosamente deben distraerse recursos que dejarían de usarse en otros temas prioritarios para el país. Se asume que el dinero tendría que salir de la Sría. de Hacienda, o dicho de otra manera de los impuestos que pagan las personas físicas y morales. De esta manera se sugiere que para no distraer esos recursos, mejor sean “otros” los que inviertan sin considerar que esos “otros”, entiéndase particulares, más concretamente empresas ya dedicadas al negocio petrolero, y más concretamente aún empresas transnacionales, al

invertir, efectivamente le quitarían esa “carga” al erario, pero igualmente tendrían que llevarse las ganancias que genere su inversión. Se pretende en este trabajo ver si la relación costo beneficio de realizar las inversiones necesarias es rentable. Independientemente de quien erogare los recursos económicos es útil contar con datos que permitan la toma de la decisión. Es claro que si un proyecto de inversión es lo suficientemente rentable, no es necesario “distraer” recursos económicos para realizarlo, pues puede recurrirse a fuentes de financiamiento externo, como pueden ser emisión de deuda, préstamos, etc. Por ello el razonamiento de que por falta de recursos deben ser “otros” los que inviertan y consecuentemente sean beneficiarios del producto de la inversión es equivocado.

Hay opiniones que consideran la imposibilidad de que Pemex como empresa del Estado realice las inversiones, no sólo por su monto, sino porque aún si contara con una fuente de financiamiento, no tiene la tecnología necesaria para la perforación de pozos a profundidades mayores de 500 metros. Es en esas profundidades en donde los estudios indican la existencia de cantidades considerables de gas y de crudo.

Pemex ya ha realizado perforaciones a 600 metros de profundidad en el golfo de México, y cierto que aún no tiene tecnología para profundidades mayores, pero sí la tienen otras petroleras y sus proveedores, y pueden venderla. Nada impide que en México se pueda desarrollar más a los especialistas de alto nivel para que evalúen la información geológica, sísmica, etc., con los últimos adelantos de la tecnología. El Instituto Mexicano del Petróleo por razones no claras pero sí muy preocupantes no ha recibido los apoyos necesarios para continuar con la formación de tecnólogos de alto nivel. Como todo, la adquisición de tecnología y personal con experiencia es cuestión de precio, la rentabilidad de los proyectos da la pauta para decidir si se asumen o no los riesgos de una inversión. Independientemente

de quién invierta, puede estimarse si la inversión sería o no conveniente basados sólo en los resultados del análisis costo beneficio.

6.2 Quién debe invertir. Para establecer modelos evaluables dentro del alcance de este trabajo, se buscaron fuentes de información relativas a los recursos que deberían de invertirse y a los resultados cuantitativos de esas inversiones. A pesar de existir mucha información en los medios sobre Pemex, lo que abunda son declaraciones con pocos datos o datos aislados, a veces contradictorios.

Se encuentran muchas declaraciones más de nivel cualitativo que cuantitativo y muchas también con contenido político. El tema subyacente en el debate se diga claramente o sólo se insinúe, radica principalmente en dos puntos de vista antagónicos, la exclusividad de la explotación de hidrocarburos para el Estado mexicano a través de Pemex, o la participación de particulares en el negocio de extraer, vender crudo y gas. También hay un debate similar respecto de la transformación de los hidrocarburos una vez extraídos para agregarles más valor mediante su refinación, para transformarlos por lo menos en combustibles y de ser posible en productos con mayor valor agregado.

Muchas razones se esgrimen para defender uno u otro puntos de vista, pero hay más una carga emotiva en el debate que una aportación de datos numéricos que nos digan de qué tamaño es el negocio que se le iría de las manos a México si se reparte el pastel con socios capitalistas, principalmente transnacionales, o bien que nos abran los ojos para ver si la empresa en manos del estado más que una ventaja para el país es una carga de la que se debe “liberar”.

También hay una mezcla de ideas en estas discusiones, pues no se distingue claramente en ellas si se habla de Pemex como existe hoy, con una infraestructura trabajando, que requiere recursos para dar mantenimiento y sustituir equipos, pero que está explotando con enormes utilidades (por lo menos para el erario) yacimientos localizados y en plena producción, o se habla de nuevos proyectos de exploración y producción que sí requieren enormes inversiones para llegar a otras fuentes de crudo y gas. No se separa en el debate público entre el Pemex existente explotando petróleo ya localizado, o si se habla de que participen o no particulares sólo en los proyectos para explotar recursos nuevos.

Como se ha visto en el capítulo 5, sí hay suficientes datos numéricos para conocer cuántos recursos genera Pemex con su estructura actual. Significa más del 30% de los ingresos que recibe el erario federal. No sería tan difícil decidir si parte de esas enormes utilidades deben estar mejor en las cuentas bancarias de algunas compañías transnacionales o financiando la actualización, mantenimiento y en su caso sustitución de las instalaciones obsoletas de Pemex, para que siga explotando los recursos probados, y estos a su vez sirvan para apoyar el crecimiento de la infraestructura del país o a la seguridad social, pero el argumentar a favor de una u otra opinión no es tema de este trabajo.

6.3 Fuentes de información. Lo que no abunda en la prensa, Internet, revistas especializadas, etc., son datos que permitan evaluar el proyecto para descubrir y/o hacer accesibles nuevos mantos de petróleo y gas. Después de buscar en mucha información pública, se logró encontrar dos referencias que sirven de base para tratar de armar un caso de evaluación de proyectos.

Concretamente se requería conocer el monto de las inversiones necesarias para explotar recursos adicionales a los que pueden extraerse con la infraestructura actual de Pemex. La otra información clave era saber qué cantidad de hidrocarburos se puedan extraer con esa inversión.

Se logró encontrar en dos fuentes datos útiles: El plan de inversiones propuesto con cierto detalle apareció en el suplemento Energía del periódico Reforma del 28 de marzo de 2005, como parte de una entrevista (Rodríguez, K., 2005, marzo 28) realizada al Sr. Luis Ramírez Corzo, director general de Pemex, titulada *Corre México riesgo de convertirse en importador de crudo*. En la entrevista manifestó el Sr. Ramírez Corzo, que para mantener la autonomía en cuanto al suministro de crudo, deberían realizarse inversiones por 10 mil millones de dólares en promedio por año, desde ahora hasta el 2019. En los primeros años, 2005 y 2006 tendrían que invertirse hasta 149 mil millones de pesos o 14,300 millones de dólares. La distribución de las inversiones por año se publicó junto con la entrevista. Ver figura 6.1.



Figura 6.1, estimación de Pemex para invertir en exploración y producción del 2005 al 2019. Fuente: Suplemento *Energía* del periódico *Reforma*, marzo 28, 2005.

No hay una explicación de por qué cada año se requiere un poco menos de inversión, tal vez se considere que una vez perforados y puestos a producir el número máximo de pozos, ya no haya más mantos que explotar.

6.4 Hidrocarburos explotables como resultado de la inversión. El otro dato importante para evaluar el proyecto son las cantidades de crudo y gas adicional que se lograría extraer como productos exclusivos de esa inversión. Después de mucha búsqueda se encontró en Internet (Elizondo, 2005) una información que fue de utilidad, aunque un poco imprecisa. Se trata de una serie de diapositivas que utilizó el Sr. Fernando Elizondo Barragán, secretario de Energía, como información gráfica de apoyo para una conferencia con el nombre: “Una perspectiva general de la energía en México”, que dio el 19 de mayo del 2005 en el Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE), en la Cd. de México. En este capítulo se presentan algunas de las diapositivas de la presentación del Sr. Elizondo que aportan

información útil para el trabajo. Ya en el capítulo 3 se usó otra diapositiva, la de la figura 3.8. Elizondo presentó 4 escenarios de inversión, figura 6.2.

The image is a slide from a presentation. At the top left is the logo of the Secretaría de Energía (Secretariat of Energy) of Mexico. The title of the slide is "Escenarios de aprovechamiento de reservas y recursos". Below the title, there are four scenarios listed in yellow text, each with a bulleted list of details in white text. The scenarios are: 1. INERCIAL (1988-2000, \$6,500M/year), 2. ACTUAL (2001-2006, \$10,000M/year), 3. CRECIMIENTO (2006-2018, \$15,000M/year), and 4. MÁXIMO VALOR (2006-2018, \$25,000M/year). The slide number "33" is in the bottom right corner.

Figura 6.2, escenarios de aprovechamiento de reservas. Gráfica presentada por Fernando Elizondo Barragán, Srio. de Energía en su conferencia: “Una perspectiva general de la energía en México”, dada en el 19 de mayo del 2005 en Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE). Las figuras 6.2, 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9 fueron tomadas también de esa conferencia.

El primer escenario, llamado “inercial”, representa la estrategia de inversión que se tuvo de 1988 a 2000. Según esta presentación, se invirtieron durante esos años 6,500 millones de dólares en promedio por año.

Los resultados de esas inversiones ya realizadas, en cuanto a producción de crudo y gas se muestran en las figuras 6.3 y 6.4. La demanda interna se representa con la línea blanca. Se puede ver que en el caso del crudo no se podría cubrir esa demanda interna a partir del año 2016 y en el caso del gas, ya desde ahora se importa una gran cantidad y su déficit aumentaría año con año. De acuerdo con esta situación, en 2008 se llegaría al máximo de producción de casi 4 millones de barriles de crudo y 6000 millones de pies cúbicos de gas por día, para empezar luego a declinar.

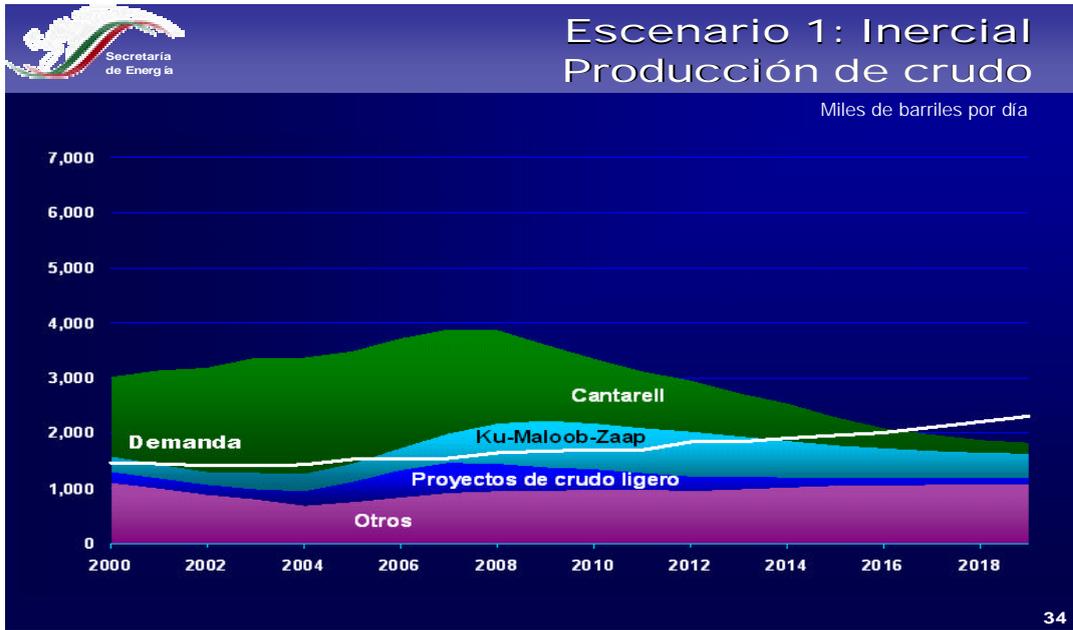


Figura 6.3, proyección para la producción de crudo hasta 2019. Correspondería a la situación que se tendría de no haber realizado más inversiones en exploración que las ejercidas hasta el año 2000.
Fuente, ver Fig. 6.1

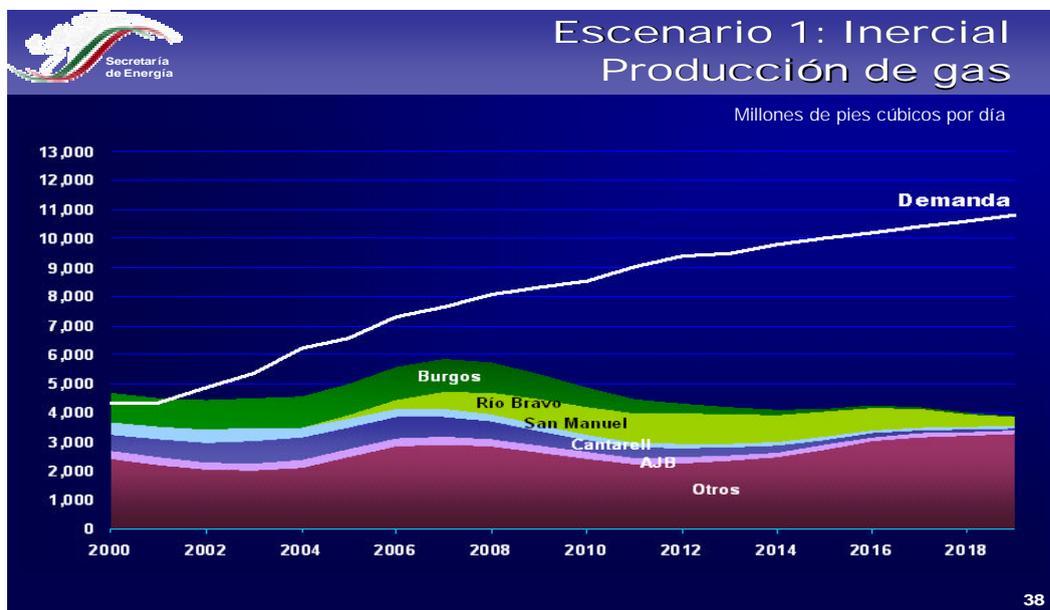


Figura 6.4, proyección para la producción de gas hasta 2019. Correspondería a la situación que se tendría de no haber realizado más inversiones en exploración que las ejercidas hasta el año 2000.
Fuente, ver Fig. 6.1

El segundo escenario se refiere a la situación “actual” con inversiones de 10,000 millones de dólares en promedio de 2001 al 2006. En las gráficas correspondientes a esta situación, figuras 6.5 y 6.6, se representa la cantidad adicional de crudo y gas que se espera extraer como producto de las inversiones mencionadas y ya realizadas en su mayoría. En cuanto al crudo, se cubre la demanda interna hasta aproximadamente el año 2021, después, según esta tendencia, habría que importarlo. Respecto del gas, continúa el déficit aunque sea menor. De cualquier manera en este escenario no se cambia el panorama para 2008 con el máximo de la producción de crudo, solamente se frenaría la declinación posterior a 2008. Para el gas sí se tendría un aumento en la producción arriba de los 8,000 millones de pies cúbicos por día.

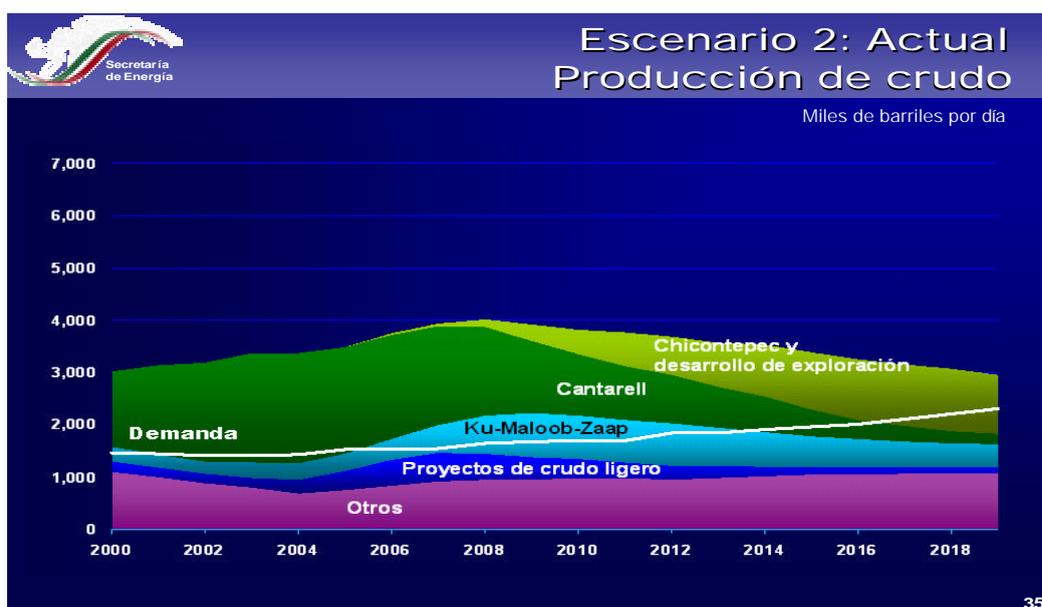


Figura 6.5, proyección para la producción de crudo hasta 2019. Corresponde a la situación actual, después de haber invertido 10,000 millones de dólares en promedio de 2001 a 2006. Fuente, ver Fig. 6.1.

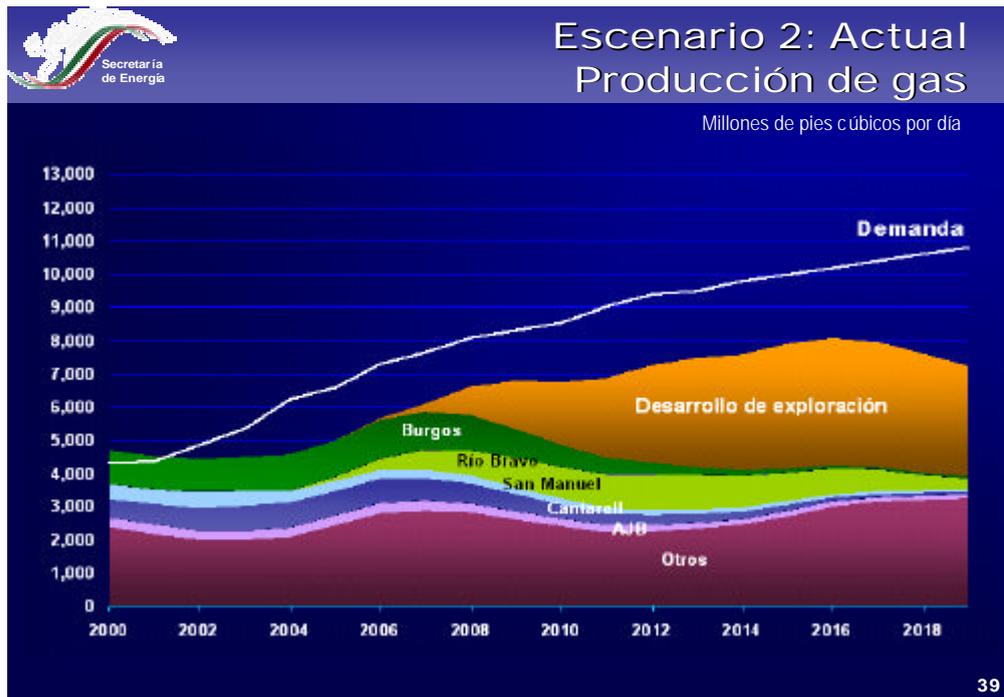


Figura 6.6, proyección para la producción de gas hasta 2019. Corresponde a la situación actual, después de haber invertido 10,000 millones de dólares en promedio de 2001 a 2006. Fuente, ver Fig. 6.1.

El tercer escenario de inversión, llamado de “crecimiento”, considera invertir 15,000 millones de dólares en promedio por año desde 2006 hasta 2018, para un desarrollo parcial de las reservas. El efecto en la producción de crudo y gas se ve en las figuras 6.7 y 6.8. El crudo y gas adicionales, resultado de las inversiones se muestran con un color diferente.

Este plan de inversiones sí permite aumentar paulatinamente la producción de crudo, hasta llegar a un máximo en 2016 de casi 5 millones de barriles diarios (en 2004 fueron 3,3 millones de barriles por día). Como efecto en la exportación de crudo, se aumentaría la cantidad de aprox. 1,8 millones diarios actuales a aprox. 2,5 millones de barriles por día. El gas sigue siendo deficitario y sólo en el año 2016 o 2017 se cubre casi toda la demanda interna.

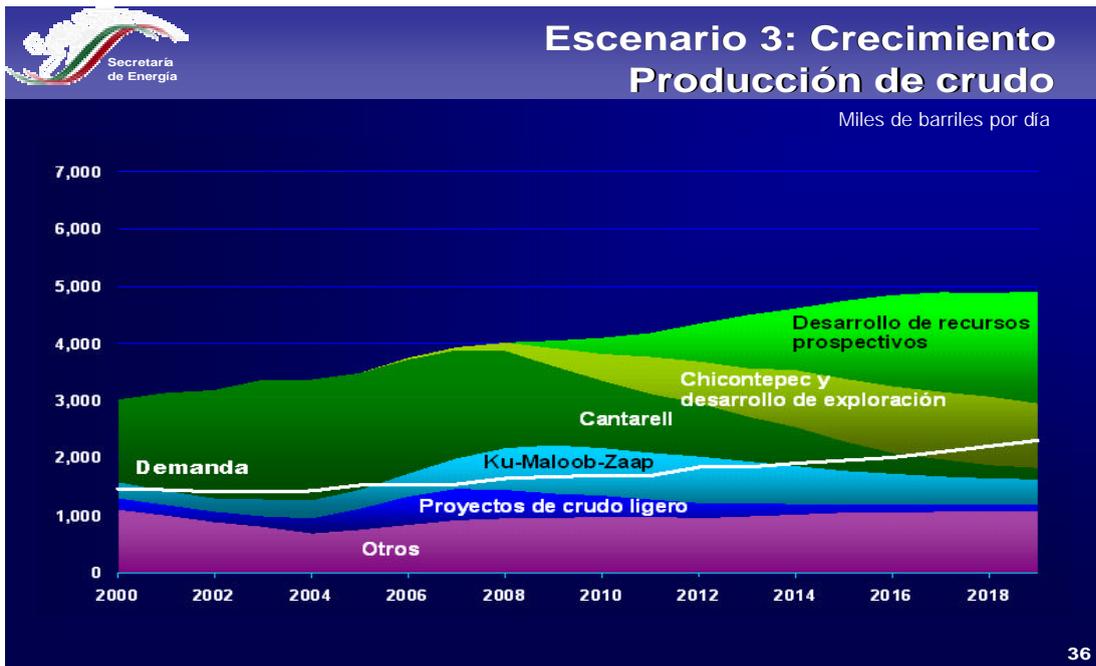


Figura 6.7, proyección para la producción de crudo hasta 2019. Corresponde a la situación después de haber invertido 15,000 millones de dólares en promedio de 2006 a 2018. Fuente, ver Fig. 6.1.

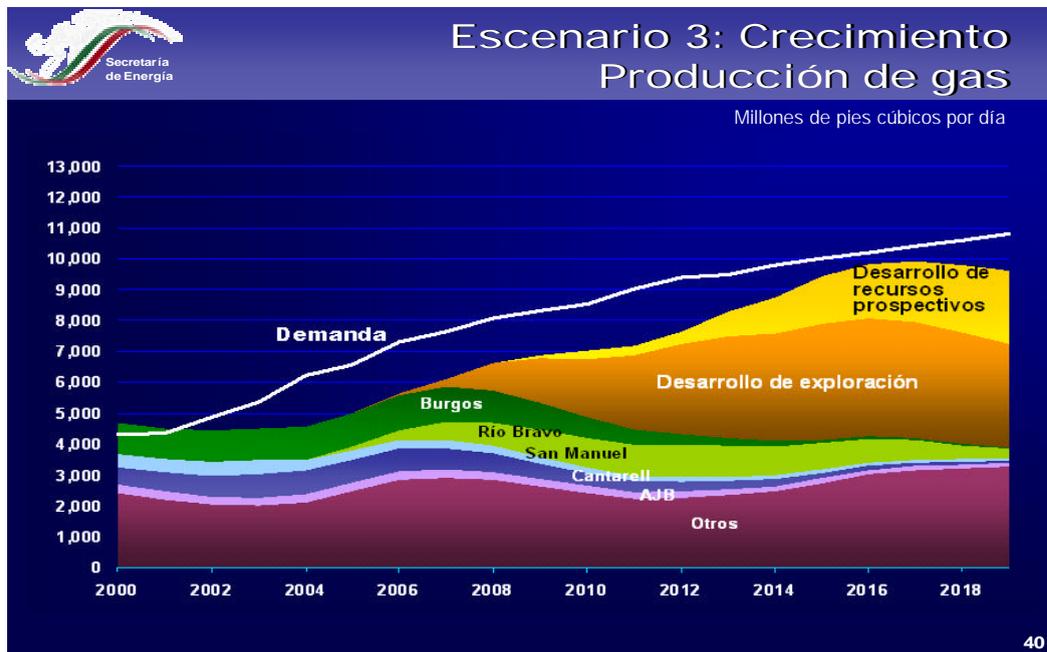


Figura 6.8, proyección para la producción de gas hasta 2019. Corresponde a la situación después de haber invertido 15,000 millones de dólares en promedio de 2006 a 2018. Fuente, ver Fig. 6.1.

Por último, el cuarto escenario de inversión considera ejercer 25,000 millones de dólares por año desde 2006 hasta 2018, para desarrollar plenamente las reservas de hidrocarburos. En las figuras 6.9 y 6.10 se aprecia con otro color el efecto en la explotación de crudo y gas. La inversión permitiría llegar en 2019 a un pico de producción de 6 millones de barriles diarios de crudo, de los cuales se exportarían casi 4. Estas altas inversiones permitirían en 2015 ser autosuficientes en el abastecimiento del gas, y exportar una parte. La producción diaria de gas llegaría a más de 11,000 mil millones de pies cúbicos diarios.

El Sr. Elizondo presentó en su conferencia, junto a esta diapositiva, un texto con el comentario de que tal vez no fuera recomendable este plan de extracción, considerando el alto valor que tendrá el crudo. Estratégicamente sería más conveniente extraerlo a otro ritmo para darle luego un uso de más trascendencia para el país, ya no como combustible.

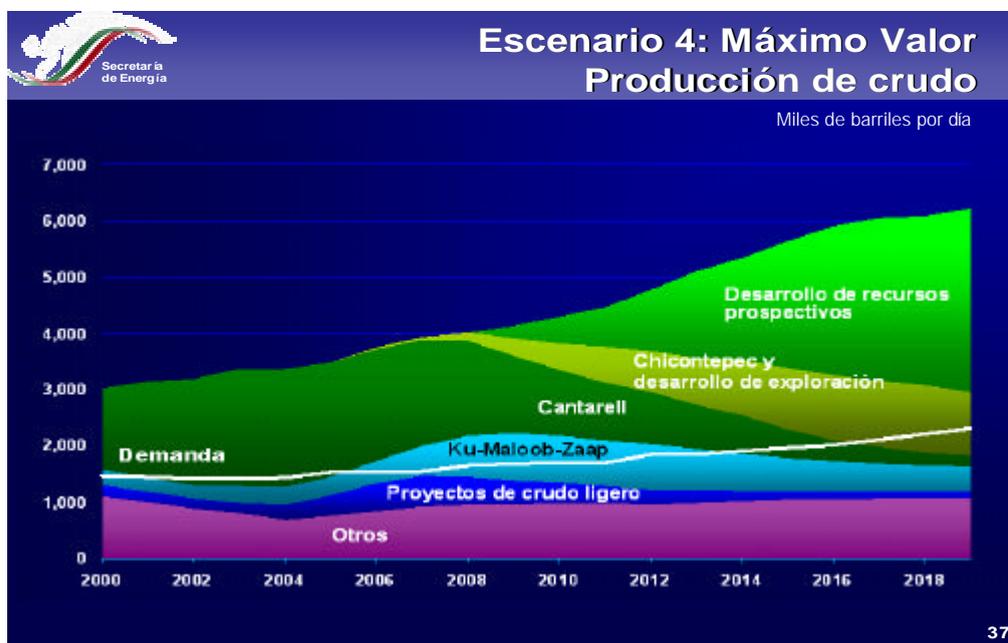


Figura 6.9, plan de producción de crudo hasta 2019. Corresponde a la situación después de haber invertido 25,000 millones de dólares en promedio de 2006 a 2018. Fuente, ver Fig. 6.1.

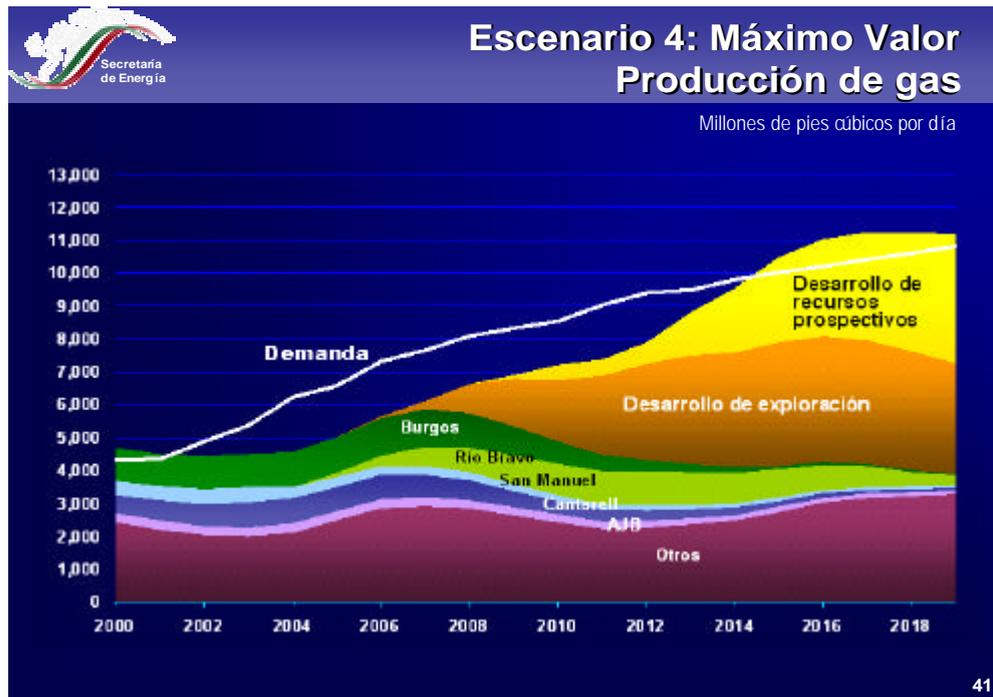


Figura 6.10, plan de producción de gas hasta 2019. Corresponde a la situación después de haber invertido 25,000 millones de dólares en promedio de 2006 a 2018. Fuente, ver Fig. 6.1.

Como se mencionó antes, se requiere saber la cantidad de crudo y gas que se obtendría como producto de las inversiones estimadas. Al no existir otra información más detallada, se tomó de esas gráficas las cantidades adicionales de petróleo y gas requeridas para evaluar el proyecto de inversión para “petróleo nuevo”. No es una información muy detallada, pero la fuente de la que emana avala su solidez para ser utilizada con confianza como base para los fines de este trabajo.

Se usaron las gráficas de las figuras 6.7 y 6.8, en las que aparecen con otros colores los volúmenes adicionales de crudo y gas. Haciendo uso de las escalas se fueron estimando las cantidades por día adicionales año con año. Al integrar esta información con la de la entrevista al Sr. Ramírez Corzo (Fig. 6.1) es posible armar los datos principales del proyecto que son inversiones y producción para el escenario 3, llamado por el Sr. de

Energía “de crecimiento”. Como ya se dijo, el escenario 4, extracción prácticamente exhaustiva de hidrocarburos no se recomienda para no agotar prematuramente el recurso.

Según el escenario 3, se deben invertir en promedio por año 15,000 millones de dólares. Aquí hay una diferencia con el dato del Sr. Ramírez Corzo, de la figura 6.1, pues en ella el promedio anual no es 15,000 sino 10,000 millones de dólares. La duda generada por esta divergencia se aclaró gracias a la publicación de otra entrevista (Rodríguez, 2005 b, marzo 28) con el Sr. Carlos Morales Gil, director de Pemex Exploración y Producción (PEP) en el mismo suplemento Energía del diario Reforma, del 28 de marzo de 2005. En ella el Sr. Morales Gil dice: “... *la empresa requerirá hacer inversiones durante el próximo año por 175 mil millones de pesos, de los cuales 115 mil serán para perforar pozos, 35 mil para pagar amortizaciones de su deuda y 25 mil para sus gastos operativos.*” Con esta aclaración ya hay congruencia entre ambas afirmaciones. Los 15,000 millones del escenario tres incluyen conceptos que no tienen relación con nuevas explotaciones, como amortización de deuda pasada y para gastos, o sea no se consideran como parte del proyecto, pues son erogaciones que deben hacerse con o sin el proyecto. Por ese motivo, se asume que las erogaciones de la gráfica de la figura 6.1 son correctas y se usarán junto con los volúmenes adicionales de crudo y gas del escenario 3, que constituye el núcleo de este trabajo de tesis.

6.5 Otros flujos de efectivo. Para la estimación de los flujos de efectivo, se deben considerar otras erogaciones además de las contenidas en el plan de inversiones de la figura 6.1, como serían los *costos anuales* de producción, que contienen los *costos de extracción* propiamente dichos, y el resto de los gastos que forman parte contable del concepto *costo de producción*. El concepto que se debe usar en relación con los flujos de efectivo es el

costo de extracción, ya que el costo de producción incluye amortizaciones por inversión.

Pemex define el costo de extracción en su reporte anual de la siguiente manera (Pemex, Ref. 9):

El costo de extracción en PEP se estima de acuerdo con la práctica internacional, con el fin de hacerlo comparable con los costos de otras empresas petroleras. Se obtiene dividiendo los costos totales de extracción, en dólares, entre la producción total de hidrocarburos, en términos de barriles de petróleo crudo equivalente, para el período considerado.

*Los costos totales de extracción incluyen todos los costos en efectivo directos e indirectos incurridos en la producción de crudo y gas, así como los costos de mantenimiento y operación asociados a pozos, equipos e instalaciones relacionados con la producción. Se consideran los costos de mano de obra relacionados con la operación de pozos e instalaciones, materiales y otros insumos, como el gas utilizado para bombeo neumático, nitrógeno y otros productos químicos, gastos de reparación y **mantenimiento no capitalizable**, servicios generales, reserva laboral asociada al personal activo, servicios corporativos y gastos de administración indirectos.*

*La medición **excluye gastos que no requieren el uso de efectivo** tales como cargos a reserva para declinación, amortización de pozos y depreciación de activos fijos, así como gastos asociados a la distribución y manejo de los hidrocarburos, y gastos relacionados con actividades de exploración y perforación.*

En la figura 6.11 se muestra el desarrollo de los costos de extracción y el de producción de los últimos años publicado por Pemex en su informe anual de 2004.

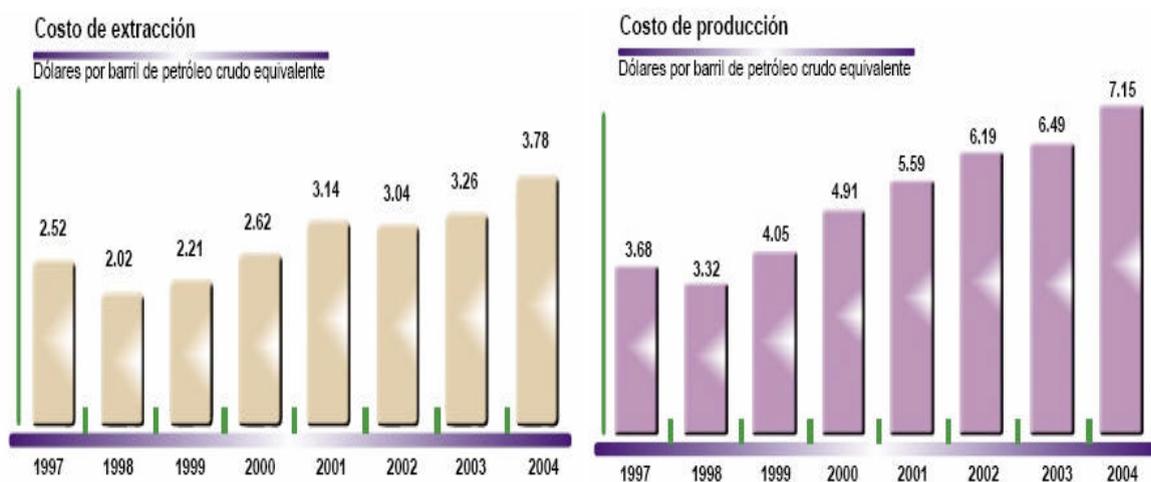


Figura 6.11, desarrollo de los costos de extracción y de producción de Pemex de los últimos años, ambas gráficas publicadas por Pemex en su informe anual de 2004

Para estimar las erogaciones por concepto de extracción para el flujo de efectivo, se buscaron datos respecto de los costos esperados para extraer petróleo proveniente de pozos profundos en el mar, ya que de ahí provendrá la mayor parte del “petróleo nuevo” resultado de las nuevas inversiones, o sea del proyecto que se desea evaluar. Se transcribe la información importante sobre los costos de producción por barril de Pemex:

El 24 de noviembre de 2005 en la página de Internet de la Presidencia de la República (<http://2004.presidencia.gob.mx/buenasnoticias/?contenido=22094&pagina=1>) se publicó la siguiente declaración del Director de PEP, Sr. Carlos Morales Gil:

*Carlos Morales informó que el costo para producir (aquí se refería en realidad al costo de extracción, como se verá más adelante) petróleo en aguas profundas es de unos 8 dólares por barril, casi el **doblo** del promedio actual y tres veces más que el costo en aguas más bajas.*

Y para terminar con el tema costos de producción y de extracción, en la página de Pemex (Pemex, Ref. 9) en el reporte anual de PEP de 2004, da el director, Sr. Carlos Morales Gil los siguientes valores para los costos de extracción y producción:

*El costo de extracción en PEP durante 2004 ascendió a **3.78** dólares por barril de petróleo crudo equivalente, lo que representó un incremento del 16% respecto de 2003, en virtud del aumento en el valor de las compras de gas residual para bombeo neumático, los gastos de mantenimiento y administración.*

Por su parte, el costo de producción tuvo un incremento nominal del 10% en relación con el año anterior, al pasar de 6.49 a 7.15 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. Este aumento fue producido por el impacto de la depreciación y amortización, aunado al alza en los gastos de mantenimiento, mano de obra e indirectos de administración.

En el ámbito internacional, los costos de extracción y producción de PEP se ubican en una posición notablemente competitiva. En ambos rubros, los gastos de la empresa fueron menores que los erogados por la mayoría de las principales compañías petroleras.

En la figura 6.12 se muestra la posición relativa de Pemex con otras empresas petroleras en lo que respecta a los costos de extracción y producción.

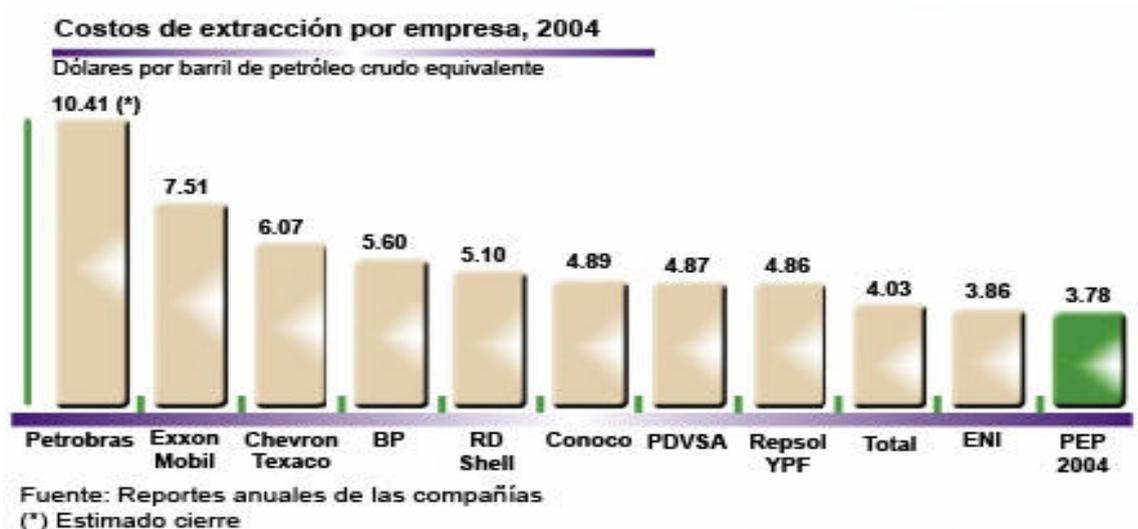


Figura 6.12, posición relativa de Pemex con respecto a otras petroleras en costos de extracción y de producción. Fuente: Pemex Exploración y Producción (PEP) informe anual 2004.

De acuerdo con los datos del director de Pemex citados más arriba, el valor que se tomará para el flujo de efectivo es el costo de extracción estimado para el crudo proveniente de aguas profundas, de 8 dólares por barril, (aunque en la declaración el Sr. Morales Gil se refirió debido a un “lapsus” a los 8 dólares como costo de producción). Esto es congruente

con la Administración de la Información de la Energía (Energy Information Administration, [EIA], de la cual se tomó la gráfica (Fig. 6.13) que muestra el costo de extracción promedio actual de EEUU y algunas otras petroleras. (Behind the bottom line, 2004) Está en alrededor de 4 dls. por barril.

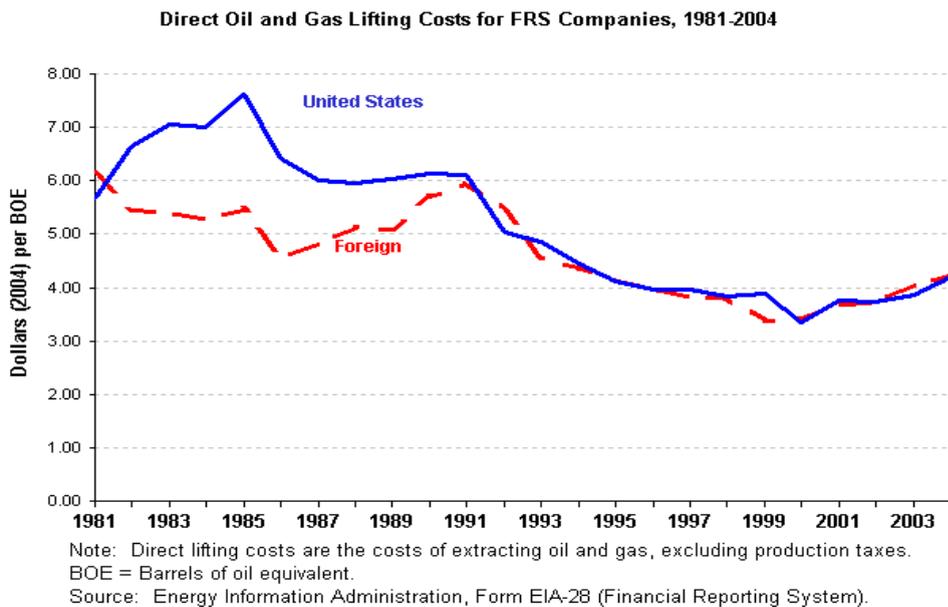


Figura 6.13, desarrollo del costo de extracción del gas en EEUU y otros países. Fuente EIA, extraída en enero 2005 de: <http://www.eia.doe.gov/emeu/perfpro/ch3sec2.html>

En cuanto al gas, se considerarán los mismos costos de extracción para la cantidad equivalente a un barril de petróleo por su poder calorífico. Como se vio en el capítulo 3, un barril de petróleo equivale a 5,200 pies cúbicos de gas.

6.6 Tasa de descuento. Los conceptos hasta aquí mencionados, inversión, hidrocarburos extraídos y costos de producción, se tomarán como constantes para la evaluación del proyecto con análisis de riesgos. Respecto de los otros parámetros importantes para la evaluación, no se tomarán valores fijos, sino valores estadísticos con el auxilio del paquete Crystal Ball, como en el ejemplo del capítulo 2. Este es el caso del costo del dinero para el

proyecto. Puesto que Standard & Poors ha dado en 2005 a la deuda de Pemex la clasificación de grado de inversión BBB, en lugar de BBB-, es de esperarse que mediante la colocación de papel comercial se pueda lograr el financiamiento necesario con tasas de interés alrededor del 6.5%, si no es que mejores. En la simulación se usará un valor más probable de 6.5% con mínimo de 5.86% y máximo de 7%, con una distribución de probabilidades triangular. El valor es congruente con los pagos actuales. En 2004 pagó Pemex un interés promedio del 5.86% de su deuda a largo plazo (Ver tablas 5.1 y 5.2). Por lo tanto considerar 5.86% como el menor costo posible del dinero, 6.5% como el más probable y 7% como el máximo esperado, es una situación real más bien conservadora, ya que 5.86% podría ser un costo del dinero logable para todo el proyecto, si la deuda se emite no por parte de la paraestatal Pemex, sino por parte del Gobierno de México. Al tener ese respaldo y por la clasificación de Standard & Poors y otras calificadoras, puede obtenerse dinero menos caro, pues el riesgo para el inversionista es menor.

Pemex y otras paraestatales dependientes de la Secretaría de Energía, utilizan tasas de descuento mucho mayores para la evaluación de sus proyectos. Esas tasas varían bastante pero fluctúan alrededor del 10% y llegan en casos de la CFE hasta el 12%. Una razón que explica esas altas tasas es la dependencia de terceros en la cadena de financiamiento, ver punto 6.7, ya que los proyectos relacionados con el suministro de energía no justifican tasas tan altas. José Luis Apodaca (2004), dice acerca de las tasas de descuento para los proyectos de Pemex:

Las inversiones anuales directas que están obligadas a ejercer las transnacionales a quienes se otorgaron los CSM (Contratos de Servicios Múltiples) son tan bajas y de tan alta tasa de retorno, que con facilidad Pemex podría hacerlas directamente.

6.7 Contratos de Servicios Múltiples (CSM) y Pidiregas (Proyectos de Inversión con Impacto Diferido en el Gasto Público). La razón de tratar este tema en este capítulo y no en el 5, en donde se habla de la situación financiera de Pemex, es por la relación con el tema tasa de interés o de descuento aplicada al proyecto que es tema del presente trabajo, y se trató en el punto 6.6. Se trata de reforzar la razón por la cual pueden calcularse los proyectos de inversión con tasas menores a las del 10%, usadas hoy en día en relación con Pemex. Estos mecanismos de financiamiento, (Pidiregas y CSM) se han usado en los últimos años, para realizar la mayoría de los proyectos de inversión de Pemex y la Comisión Federal de Electricidad. Debido a la falta de recursos en Pemex, por la transferencia de éstos a la Sría. de Hacienda, y luego a las reservas monetarias depositadas en bancos internacionales, ver figura 6.14, la paraestatal carece de los recursos necesarios para financiar sus proyectos de inversión.

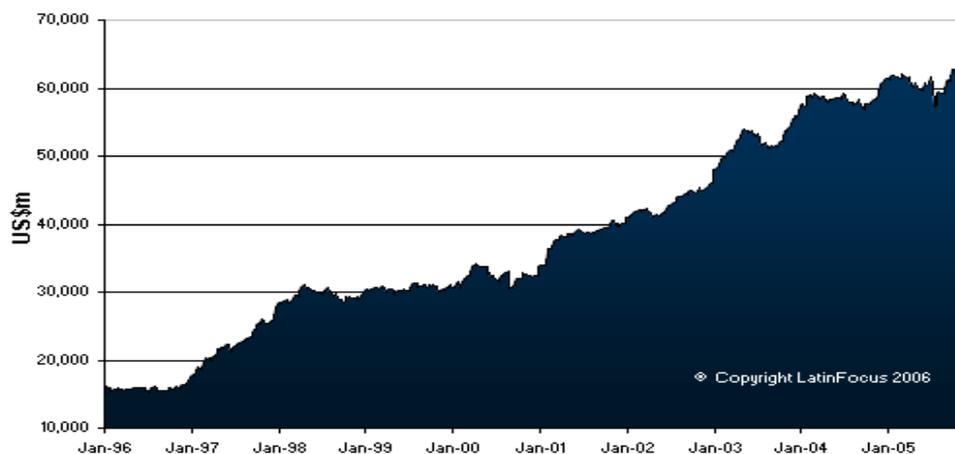


Figura 6.14, desarrollo de las reservas monetarias del gobierno federal mexicano, como consecuencia de los ingresos extraordinarios de Pemex. Fuente: Banco de México citado por Latin Focus, extraída en abril de 2006 de: <http://www.latin-focus.com/latinfocus/countries/mexico/mexresv.htm>

(En el apéndice 4 se reproduce un artículo con opiniones del director del Banco de México sobre las reservas monetarias de México, el realzado de algunos párrafos, los relacionados directamente con el presente trabajo, fue hecho por el tesista).

Por la falta de efectivo se recurre a los mecanismos de financiamiento indirecto mencionados, por los cuales los particulares ejecutan las inversiones y son ellos los que tramitan y reciben los créditos de los bancos, realizan los proyectos y en el momento de entregarlos a Pemex, la deuda es transferida a la paraestatal. El beneficio de diferir el pasivo que representan los créditos contraídos directamente por los particulares, se paga caro con tasas de interés de 10% y más, cuando Pemex recibe los proyectos. (En los apéndices 5 y 6 se da una explicación detallada de lo que son los Contratos de Servicios Múltiples y los Pidiregas).

R. Consuegra (2004) dice que si Pemex se hiciera cargo directamente de contratar los créditos, podría lograrlos hasta con un 6% de interés.

6.8 Inflación. Los valores de las inversiones, costo de producción y precio de crudo y gas, se ajustarán con una inflación cada año de 3.5% como valor más probable, 3% como valor mínimo y 4% como valor máximo, también con una distribución triangular. La razón para asumir esos valores, es la experiencia de los últimos años, como muestra la figuras 6.15.

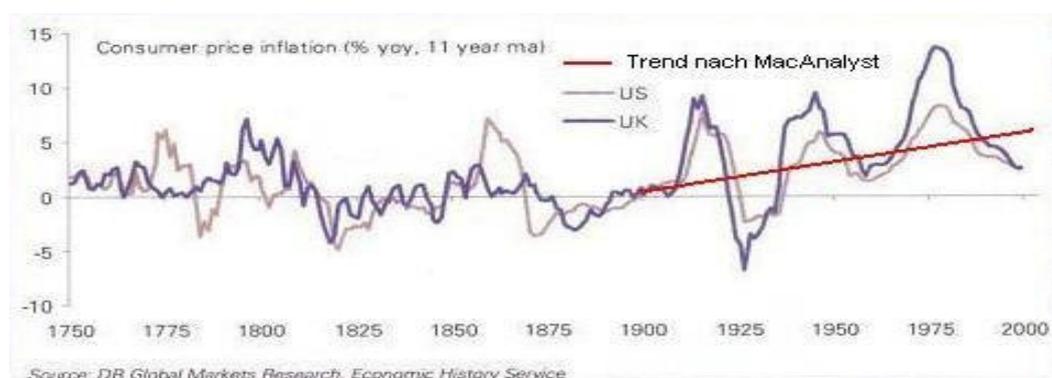


Figura 6.15, inflación histórica de EEUU y Reino Unido. La tendencia si bien es creciente en periodos muy largos, por el momento es hacia la baja. Tomada en abril 2006 de: <http://www.macroanalyst.de/afc-dia-tab-inflat-ab1900.htm>

La inseguridad para la determinación de la rentabilidad originada por el factor inflación se reduce por el hecho de que normalmente va de la mano un alto precio del petróleo con una inflación alta, por lo que si durante el periodo considerado aumentara ésta, junto con los flujos negativos de efectivo por encarecimiento de insumos, habría mayores flujos positivos por un mejor precio de los hidrocarburos.

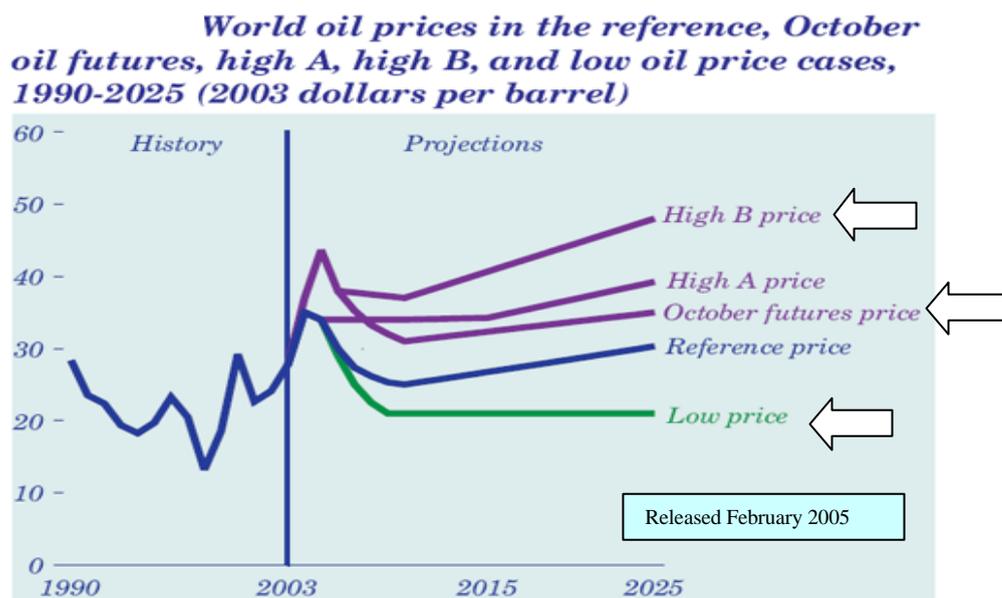
No se considerarán en el flujo de capitales costos administrativos, se supone que sea quien sea el inversionista, igual si es Pemex, otra petrolera o se tratase de una coinversión, el inversionista tendrá ya una estructura administrativa con capacidad suficiente para cubrir esta ampliación de la parte productiva. Especialmente tratándose de Pemex, es conocido que su estructura administrativa cuenta con más que suficiente personal para permitirle cubrir esta parte de la explotación.

6.9 Ingresos. En cuanto a los ingresos por la venta de petróleo y gas, constituye el aspecto menos seguro o más riesgoso en su estimación, pues las proyecciones en los precios son bastante dispares entre los diferentes expertos y organismos que se ocupan del tema. El precio depende no sólo de los costos de producción, sino también de la situación política mundial, el crecimiento económico, las reservas probadas, las cuotas de producción acordadas por la OPEP, los nuevos consumidores como China e India cuyo crecimiento industrial requiere del petróleo en cantidades crecientes año con año.

Ya en el capítulo 4 se hizo referencia al desarrollo histórico de los precios del petróleo y se mostraron algunos pronósticos para los años venideros. Aún excluyendo los casos muy extremos, que hablan de un precio por barril sostenido arriba de los 100 dls., vemos que los pronósticos de todos modos fluctúan mucho. Para la evaluación del proyecto de inversión

se decidió usar las estimaciones de la Administración de la Información de Energía (Energy Information Administration, [EIA por sus siglas en inglés], por tratarse de un organismo oficial perteneciente al gobierno de EEUU. Este país es sumamente dependiente de la compra del petróleo en el mundo y sus análisis deben tener un sustento muy sólido por tratarse como ellos dicen de un tema de “seguridad nacional”.

De la página de Internet de este organismo (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/gas.html>) se tomó la siguiente gráfica con precios de crudo, figura 6.17, la cual forma parte del reporte Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2025.



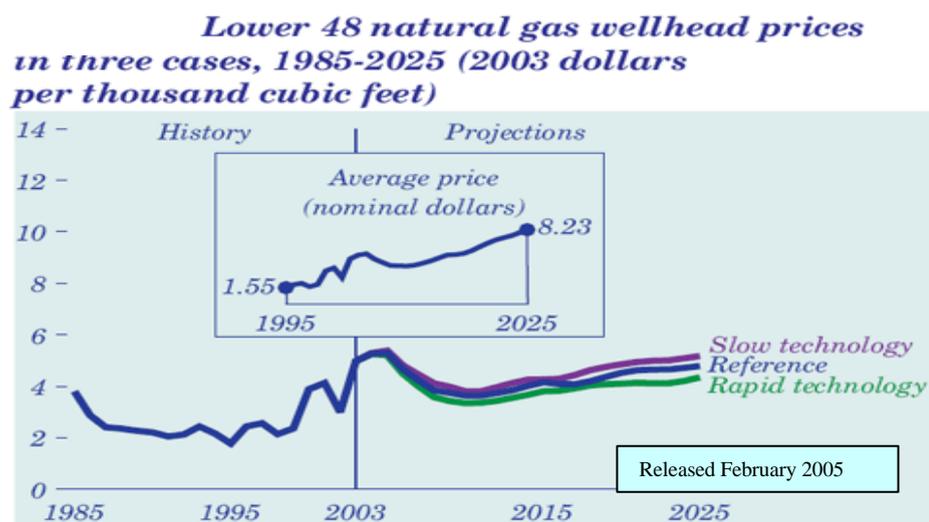
AEO2005 National Energy Modeling System, runs AEO2005. D102004A, LW2005. D102004A, HW2005. D102004A, VHW2005. D120304A, and CF2005. D111104A.

Figura 6.17, estimaciones sobre el precio futuro del crudo. Fuente: EIA, extraída en enero 2005 de su página de Internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/gas.html>

De las 5 proyecciones para el precio del crudo, solamente se usaron la más baja, línea verde, la más alta, línea morada B y de referencia o intermedia las estimaciones de octubre.

Es necesario asumir un nivel de probabilidades para estas tres proyecciones. Se asumió, que dada la situación de precios actuales y de consumo en el futuro, el valor mínimo sólo tendría una posibilidad del 10%, el valor medio también el 10% y el valor máximo de 80%.

Las mismas suposiciones respecto de los precios máximo, mínimo y medio se hicieron con el precio del gas, cuyos valores se tomaron de la figura 6.18, también de la EIA. En este caso se refiere a los precios en EEUU, pero se tomarán para México por estar en la misma región y es el precio de EEUU el que determina también el precio en México.



History: Energy Information Administration, Annual Energy Review 2003, DOE/EIA - 0384(2003) (Washington, DC, September 2004). Projections: AEO2005 National Energy Modeling System, runs AEO2005.D102004A, OGLTEC05.D102704A, and OGHTEC05.D102704A.

Figura 6.18, estimaciones sobre el precio futuro del gas. Fuente: EIA, extraída en enero 2005 de su página de Internet: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/gas.html>

Con estas consideraciones se elaboró el modelo en Excel con el que se realizaron las simulaciones del Capítulo 7. Dado que el costo de extracción de crudo estimado en 8

dólares por barril, no debería ser un valor fijo en la simulación, aunque no se encontraron suficientes valores para determinar una dispersión, para efectos de este trabajo se supone que los 8 dólares representan el valor más probable, pero el valor real podría tener una distribución normal alrededor de ese valor, y con una desviación estándar de 0.4 dls.

Con respecto de la manera como se hizo intervenir el precio del crudo y gas en la simulación, se debe hacer notar que no se asumió algún tipo de distribución probabilística, de las ofrecidas por Crystal Ball, sino que los valores de los precios como los pronostica la EIA en las gráficas 6.17 y 6.18 se tomaron de la base de datos disponible en la página de esta asociación. La tabla 6.1 muestra las dos bases de datos que constituyen los precios estimados en las figuras 6.17 y 6.18. El tesista supuso que el valor máximo en el precio tendría un 80% de probabilidades, mientras que los precios intermedios y bajo tendrían ellos una probabilidad del 10%. A fin de que en cada uno de los 1000 cálculos realizados por simulación los precios del crudo y gas asuman alguno de esos valores con la probabilidad preestablecida, fue necesario hacer uso de la función BUSCARV (VLOOKUP) de Excel, combinada con un número aleatorio. Si el número aleatorio cae entre 0 y 0.1 (10% de probabilidades) el valor asumido para ese cálculo será el precio intermedio, si cae entre 0.1 y 0.9 (80% de posibilidades) el valor asumido será el máximo, y si cae entre 0.9 y 1 (10% de posibilidades) el precio asumido en ese cálculo será el más bajo. Se pudo haber buscado una fórmula más complicada para que en cada cálculo en lugar de que el precio del hidrocarburo asuma uno de los tres valores fijos para cada año, tomara algún valor intermedio dentro de una distribución de probabilidades triangular, sin embargo en el conjunto de los mil cálculos, esto no hubiera afinado el resultado.

En la figura 6.19 a) y b) se muestra una parte de la hoja de cálculo con explicaciones sobre las fórmulas usadas en las diferentes celdas. Se anexa la impresión de la hoja completa con valores hasta el año 2025 al final de este trabajo.

6.10 Resumen. En este capítulo se mostró la forma de cómo se estructuraron los datos para poder evaluar numéricamente el proyecto de rentabilidad de extraer hidrocarburos de nuevos yacimientos en México. Se refirió la búsqueda de información de los dos factores más importantes y menos conocidos para la evaluación, como son la inversión necesaria y la cantidad de hidrocarburos explotables como producto de esa inversión. Se hicieron las consideraciones respecto de qué tasa de descuento, qué factor de inflación y qué costos de producción usar para el cálculo de los flujos de capital. Se hizo también una referencia muy corta de los Pidiregas y los contratos de Servicios múltiples.

Tabla de precios del petróleo correspondiente a las curvas de la figura 6.14	October oil futures	High B	Low world oil price	Tabla de precios probables del gas, correspondiente a la figura 6.15	Reference	Low technology	Rapid technology
1990							
1991							
1992				1985	3.804731		
1993					2.877272		
1994					2.410978		
1995					2.359333		
1996					2.273377		
1997					2.214742		
1998					2.052292		
1999					2.128506		
2000					2.439132		
2001					2.165934		
2002				1995	1.778311		
2003	27.73	27.73	27.73	1996	2.443319		
2004	36.98	36.98	35	1997	2.569449		
2005	43.63	43.63	33.99	1998	2.146935		
2006	37.97	37.97	28.99	1999	2.364653		
2007	35.25	37.75	25	2000	3.888766		
2008	33.25	37.49	22.49	2001	4.12894		
2009	32	37.25	20.99	2002	2.999041		
2010	30.99	37	20.99	2003	4.98	4.979986	4.979986
2011	31.27	37.73	20.99	2004	5.271957	5.290963	5.253141
2012	31.53	38.46	20.99	2005	5.298143	5.388696	5.214355
2013	31.8	39.2	20.99	2006	4.671306	4.81648	4.502587
2014	32.06	39.93	20.99	2007	4.234725	4.457945	4.012335
2015	32.33	40.67	20.99	2008	3.845851	4.114391	3.583266
2016	32.6	41.4	20.99	2009	3.748313	3.984958	3.429976
2017	32.87	42.13	20.99	2010	3.638939	3.809337	3.348128
2018	33.13	42.86	20.99	2011	3.641483	3.809705	3.362673
2019	33.39	43.6	20.99	2012	3.735556	3.962639	3.436555
2020	33.67	44.33	20.99	2013	3.850051	4.12731	3.552699
2021	33.93	45.07	20.99	2014	4.015445	4.256604	3.672932
2022	34.2	45.8	20.99	2015	4.157792	4.26695	3.807844
2023	34.46	46.53	20.99	2016	4.092909	4.29126	3.828574
2024	34.72	47.27	20.99	2017	4.082527	4.437852	3.923655
2025	35	48	20.99	2018	4.198539	4.631231	4.038945
				2019	4.369738	4.758406	4.082462
				2020	4.527411	4.856308	4.106749
				2021	4.62721	4.945399	4.139295
				2022	4.652518	4.993381	4.118607
				2023	4.655068	5.007353	4.121799
				2024	4.717739	5.090311	4.207515
				2025	4.791274	5.175888	4.351367

Tabla 6.1 bases de datos de los valores de los precios para gas y crudo representados en las figuras 6.17 y 6.18

	A	B	C	D	E	F
1	Proyecto de inversión para explotar de nuevas reservas de crudo y gas en México					
2						
3				2006	2007	2008
4		Curva original, miles de millones de pesos de 2004	Es la original de Reforma, figura 6.1	149	149	132
5		Curva original de Reforma pasada a miles de millones dólares	El valor de arriba dividido entre 11	13.55	13.55	12.00
6		Curva original de Reforma pasada a miles de millones de dólares y ajustada por inflación	El valor de la casilla anterior afectado por el factor de inflación, excepto la celda D5, por ser el primer año	13.55	14.02	12.85
7		Factor de inflación para cada año, sólo aplicable al crudo y gas, por estar referidos a 2003	Como las estimaciones a futuro para el precio del petróleo y gas a pesar de estar actualizadas, se basan en el año 2003, se aplica la inflación a partir del 2004	1.11	1.15	1.19
8		Factor de inflación para el resto de los conceptos, empezando con 1 en 2006	A partir de 2007 se aplica la inflación para todos los conceptos, excepto precios de crudo y gas, a los que se les aplica desde 2004	1.00	1.04	1.07
9		Cantidad adicional de barriles de petróleo por día, generados por la inversión. Tomados de las gráficas de Elizondo, figura 6.7	Por no contar con la base de datos que generó la gráfica de la figura 6.7, se tomaron los valores a escala			
10		Cantidad adicional de pies cúbicos de gas por día, tomados de las gráficas de Elizondo, figura 6.8	Por no contar con la base de datos que generó la gráfica de la figura 6.8, se tomaron los valores a escala			10
11		Cantidad de gas por día convertido a barriles equivalentes para usarse en el cálculo del costo de producción total	Se divide el valor de la casilla superior entre 5200, que es el equivalente del gas para convertirlo a petróleo equivalente	0.00	0.00	0.00
12		Precio por barril de crudo en dólares de 2003	Base	37.97	35.25	33.25
13			Alto	37.97	37.75	37.45
14			Bajo	28.99	25	22.45
15			Valor más probable del precio del crudo, calculado con la función BUSCARV (VLOOKUP) y los tres valores, base, alto y bajo	37.97	35.25	37.45
16			Generador de números aleatorios. Requerido para la función de arriba	0.132253	0.027739	0.640882
17		Precio por barril de crudo, ajustado por inflación	Es el resultado de multiplicar el valor más probable, renglón 15, por el factor de inflación correspondiente al año, renglón 7	42.10	40.45	44.53
18		Precio por millón de BTU = 1000 pies cúbicos de gas, dolares de 2003	Base	4.671306	4.234725	3.84585
19			Alto	4.81648	4.457945	4.11439
20			Bajo	4.502587	4.012335	3.583266
21			Valor más probable del precio del gas, calculado con la función BUSCARV (VLOOKUP) y los tres valores, base, alto y bajo	4.671306	4.457945	4.11439
22			Generador de números aleatorios. Requerido para la función de arriba	0.065861	0.634195	0.314037
23		Precio por millón de BTU = 1000 pies cúbicos de gas, ajustado por inflación	Es el resultado de multiplicar el valor más probable, renglón 21, por el factor de inflación correspondiente al año, renglón 7	5.18	5.12	4.85

Figura 6.19 a), fragmento superior, hasta columna F y renglón 23 de la hoja de Excel usada para la simulación del proyecto

24	Ingresos por venta de petróleo en millones de dls.	Se obtiene al multiplicar el precio del barril de crudo, renglón 17, por la cantidad extraída, renglón 9 como resultado de la inversión. La cantidad se proyecta a un año y se da en millones de dólares.	0.00	0.00	0.00	
25	Ingresos por venta de gas	Se obtiene al multiplicar el precio del gas, renglón 23, por la cantidad extraída, renglón 10 como resultado de la inversión. La cantidad se proyecta a un año y se da en millones de dólares.	0.00	0.00	0.00	
26	Ingresos totales	La suma de los dos renglones anteriores.	0.00	0.00	0.00	
27	Costo de extracción por barril equivalente en dls., ajustado anualmente por inflación	Es el valor del costo de extracción de petróleo de aguas profundas, 8 dls. Por barril, afectado por el factor de inflación para cada año, renglón 8	8.00	8.28	8.57	
28	Costos de extracción por año	Resultado de multiplicar el valor anterior, renglón 27, que es el costo de extracción, por las cantidades adicionales de crudo y de gas convertido a barriles de crudo equivalentes, renglones 9 y 11	0.00	0.00	0.00	
29	Flujo de capital por año en millones de dls., sin carga fiscal	Es la suma de los flujos de efectivo, empezando por los desembolsos del proyecto, renglón 6, los ingresos por venta de crudo, renglón 24, por venta de gas, renglón 25 y los desembolsos por costos de extracción, renglón 28	-13545.45	-14019.5	-12854.7	
30	Carga fiscal 61% sobre ventas totales, situación actual de PEMEX	Es el 61% del valor de los ingresos totales, renglón 26, una carga fiscal semejante a la del 2004	0	0	0	
31	Flujo de efectivo después de la carga fiscal de 61%	Es el flujo de efectivo, después de descontar la carga fiscal de 61%, o sea el renglón 29, menos el 30	-13545.45	-14019.5	-12854.7	
32	Carga fiscal de 29% sobre ventas totales	Es el 29% por ciento de los ingresos totales, renglón 26, una carga fiscal similar a la que tienen otras petroleras en el mundo, ver figura 5.1	0	0	0	
33	Flujo de efectivo después de la carga fiscal de 29%	Es el flujo de efectivo, después de descontar la carga fiscal de 29%, o sea el renglón 29, menos el 32	-13545.45	-14019.5	-12854.7	
34	Costo de extracción por barril de crudo	8.00				
35	Tasa de interés	6.50%				
36						
37	Factor de inflación	3.50%				
38						
39	VPN sin carga fiscal, miles de mill. de dls.	118,014.66				
40	TIR sin carga fiscal	17.03%				
41						
42	VPN con carga fiscal de 61% sobre ventas totales, miles de mill. de dls.	-57,596.29				
43	TIR con carga fiscal de 61% sobre ventas totales	-2.78%				
44						
45	VPN con carga fiscal de 29% sobre ventas totales, miles de mill. de dls.	34,527.49				
46	TIR con carga fiscal de 29% sobre ventas totales	10.27%				
47						
48	Tabla para precios del crudo					
49	Probabilidad	0	0.1	37.97	35.25	33.25
50	preciobase	0.1	0.9	37.97	37.75	37.45
51	Probabilidad	0.90	1.00	28.99	25	22.45
52						
53						
54	Tabla para precios del gas					
55	Probabilidad	0	0.1	4.671306	4.234725	3.84585
56	preciobase	0.1	0.9	4.81648	4.457945	4.11439
57	Probabilidad	0.90	1.00	4.502587	4.012335	3.583266
58						
59						
60						
61						
62						
63						
64						
65						
66						
67						
68						
69						
70						

Las celdas en verde representan los resultados dependientes de los valores que vayan asumiendo las premisas (celdas en verde), durante los 1000 cálculos de la simulación.

Las celdas en verde representan las premisas, cuyos valores numéricos en cada uno de los 1000 cálculos de la simulación variarán entre los rangos y con una distribución de probabilidad tal como se definió en el inciso 6.7.

Figura 6.16 b), fragmento inferior, hasta columna F y a partir del renglón 24, de la hoja de Excel usada para la simulación del proyecto