

13 de abril de 2005

## **Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2004**

<b>Salvaguarda</b>	Nuestros comentarios pueden incluir expectativas. Las proyecciones a futuro conllevan riesgos inherentes e inciertos. Advertimos que un número de factores importantes pudieran causar resultados que provocarían diferencias sustanciales respecto a cualquiera de las proyecciones a futuro aquí contenidas.
<b>Nota precautoria</b>	Asimismo, destacamos que la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) permite que, en sus reportes a la SEC, las empresas de crudo y gas divulguen reservas probadas que hayan demostrado, por producción actual o pruebas de formación concluyentes, que son, bajo condiciones económicas y operativas existentes, económicamente y legalmente producibles. Nosotros usaremos ciertos términos en esta conferencia, tales como reservas totales, reservas probables, reservas posibles, reservas 2P y 3P, que los lineamientos de la SEC prohíben estrictamente utilizar en sus reportes. Los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F, disponible también de nuestra página de Internet <a href="http://www.pemex.com">www.pemex.com</a> .

---

## **Presentación**

### **Introducción**

<b>Objetivo y contenido</b>	<p>El objetivo es presentar los principales resultados de su evaluación al cierre de 2004.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Recapitulación de algunas definiciones básicas</li><li>• Resultados de la evaluación al 31 de diciembre de 2004, su distribución y algunos indicadores relevantes.</li><li>• Principales descubrimientos</li><li>• Sesión de preguntas y respuestas</li></ul>
-----------------------------	--

**Sistema institucional de evaluación**

Con el propósito de estandarizar el proceso de estimación y clasificación de reservas, la evaluación de reservas de hidrocarburos en PEMEX se realiza desde 1996, a partir de definiciones internacionales emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y por el World Petroleum Congresses (WPC). En el caso de la reserva probada, las definiciones corresponden a las de la Securities and Exchange Commission (SEC).

También, conviene mencionar que esta clasificación donde las reservas probadas son distinguidas de las que no son, en este caso, las probables y posibles, tiene como propósito señalar las oportunidades identificadas y relacionadas a diferentes comportamientos, o estrategias de explotación, de los campos descubiertos.

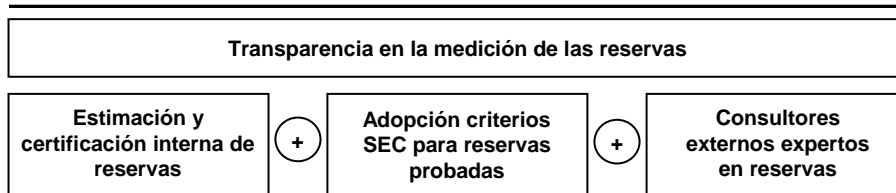
Adicionalmente, PEMEX cuenta con un grupo central que le permite certificar internamente las reservas y sancionar, técnica y económicamente, las actualizaciones y los descubrimientos realizados a lo largo de cada año, con independencia a las evaluaciones realizadas por las unidades de negocio de Pemex Exploración y Producción, y de acuerdo a un proceso establecido y conocido en toda la organización.

**Adopción de criterios SEC para reservas probadas**

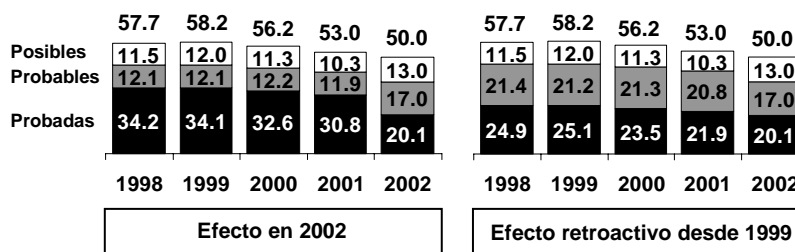
En 2002, PEMEX adoptó los criterios de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) para la definición de reservas probadas y su estimación se aplicó de manera retroactiva desde 1998. Cabe mencionar que la aplicación de estos criterios no modificó la medición de la reserva total o 3P, sino que sólo modificó su composición disminuyendo las reservas probadas y aumentando las reservas probables y posibles. Estos tipos de reserva serán definidos más adelante.

Figura 1

**Consideraciones iniciales**



Reservas al 31 de diciembre de 1998-2002  
miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



**Consultores externos**

Es importante mencionar también que, desde 1996, PEMEX ha venido certificando las reservas a través de los principales consultores externos especializados en reservas y con prestigio internacional.

Estos consultores han certificado la estimación realizada por PEMEX, lo cual implica la estimación independiente tanto del volumen original como de la reserva de hidrocarburos asociada. En mayo de 2004, el Consejo de Administración de PEMEX Exploración y Producción aprobó un acuerdo para realizar la certificación anual de las reservas de hidrocarburos.

Actualmente, consultores externos están efectuando la certificación de reservas al 31 de diciembre de 2004. Se espera que este proceso concluya durante el tercer trimestre de 2005.

**Algunas definiciones básicas****Criterios de definición**

Los términos volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas se han establecido de acuerdo a diversas organizaciones gremiales, por ejemplo la Society of Petroleum Engineers (SPE) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG); y comités nacionales, como los World Petroleum Congresses (WPC). Adicionalmente, para la definición de reserva probada se utilizan los criterios emitidos por la Securities and Exchange Commission (SEC), como ya se mencionó.

La evaluación de las reservas es un proceso de estimación de volúmenes en yacimientos de hidrocarburos que no pueden medirse de manera exacta. La precisión de cualquier estimación de reservas depende de la calidad de la información disponible. Asimismo, los resultados de perforación, pruebas y producción subsecuentes a la fecha de estimación pueden provocar revisiones en la estimación inicial.

El uso de estas definiciones permite a PEMEX distinguir entre los diferentes tipos de reservas y proporcionar reportes de reservas consistentes con la práctica internacional.

Figura 2

**Definiciones básicas**

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto				
		No económico		Económico		
↑ Incertidumbre ↓	P R o b a d a	Estimación baja	C o n c i e n t e s	Estimación baja	R e s e r v a	P r o d u c c i ó n
	R e c e n t r a l	Estimación central	N o r e c u p e r a b l e	Estimación central	P r o b a d a + p r o b a b l e	
	S e r v i c i o s	Estimación alta	N o r e c u p e r a b l e	Estimación alta	P r o b a d a + p r o b a b l e + p o s i b l e	

**Definición SEC de reservas probadas**

Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos cuyo análisis geológico y de ingeniería demuestra con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables en años futuros, bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

**Definición de reservas probables y posibles**

Además de la reserva probada, PEMEX considera reservas probables y posibles para integrar la reserva total, también llamada reserva 3P.

Las reservas probables son aquellas reservas 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 se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P.

En cuanto a las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

**Estimación de las reservas al 31 de diciembre de 2004**

**Reservas probadas al cierre de 2004**

Tomando en cuenta estas definiciones, al 31 de diciembre de 2004, PEMEX cuenta con reservas probadas por 17 mil 650 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el 73 por ciento corresponde a crudo; 11 por ciento a condensados y líquidos de planta; y el restante 16 por ciento a gas seco equivalente a líquido.

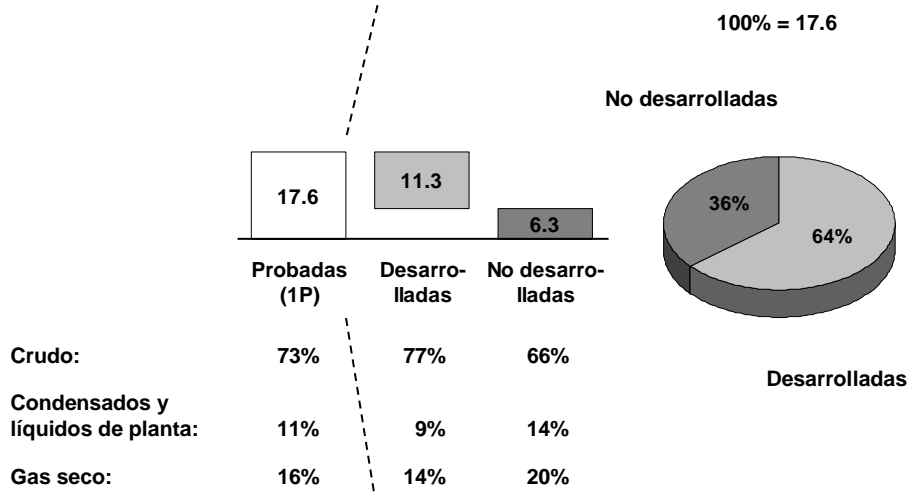
Del total de reservas probadas, 11 mil 346 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o 64 por ciento, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con costos moderados de inversión. Estas reservas se localizan en las regiones marinas y en la región terrestre del Sureste Mexicano. Entre los campos más importantes están Akal, que forma parte del Complejo Cantarell, Jujo-Tecominoacán y los de los Complejos Antonio J. Bermúdez y Ku-Maloob-Zaap.

Los restantes 6 mil 304 millones de barriles de petróleo crudo equivalente corresponden a reservas probadas no desarrolladas, es decir, son volúmenes que se espera producir a través de la perforación de pozos en el futuro. Estos volúmenes representan 36 por ciento de las reservas probadas y se ubican principalmente en Akal, Jujo-Tecominoacán, Maloob, Zaap, Chicontepec, Sinán, May y Misón (los tres últimos del proyecto Crudo Ligero Marino).

Figura 3

**Reservas probadas 2004**

Reservas al 31 de diciembre de 2004  
miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



**Reservas probables y posibles al cierre de 2004**

Las reservas probables alcanzaron los 15 mil 836 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que junto con las reservas probadas, es decir, su suma, integran una reserva 2P de 33 mil 486 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los volúmenes de reservas probables se localizan principalmente en los campos: Akal, Ku, Maloob, Zaap y Chicontepec.

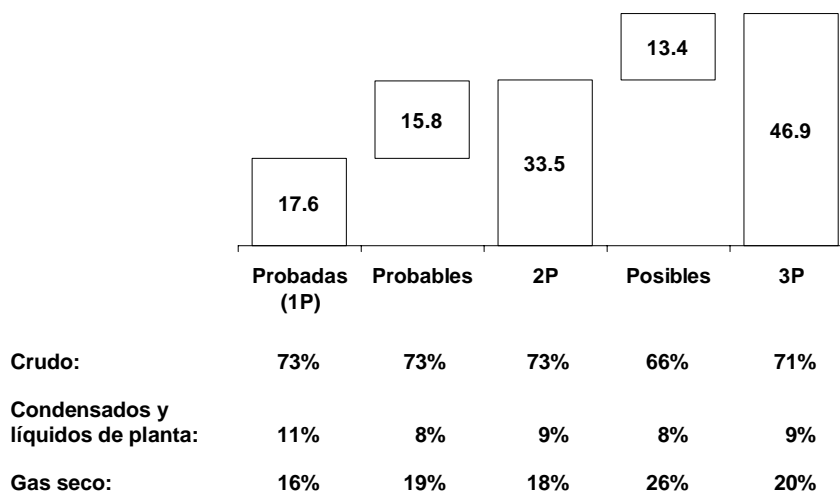
Por su parte, las reservas posibles alcanzaron 13 mil 428 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 46 mil 914 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la categoría posible destaca el campo Chicontepec por su volumen de reserva.

Del total de la reserva 3P, el 71 por ciento corresponde a crudo, 9 por ciento corresponde a condensados y líquidos de planta y 20 por ciento a gas seco equivalente a líquido.

Figura 4

**Reservas 3P 2004**

Reservas al 31 de diciembre de 2004  
miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



**Reservas de crudo**

En cuanto a crudo, las reservas probadas alcanzaron 12 mil 882 millones de barriles, de los cuales el 64 por ciento es crudo pesado, 30 por ciento es crudo ligero y el restante 6 por ciento es crudo superligero.

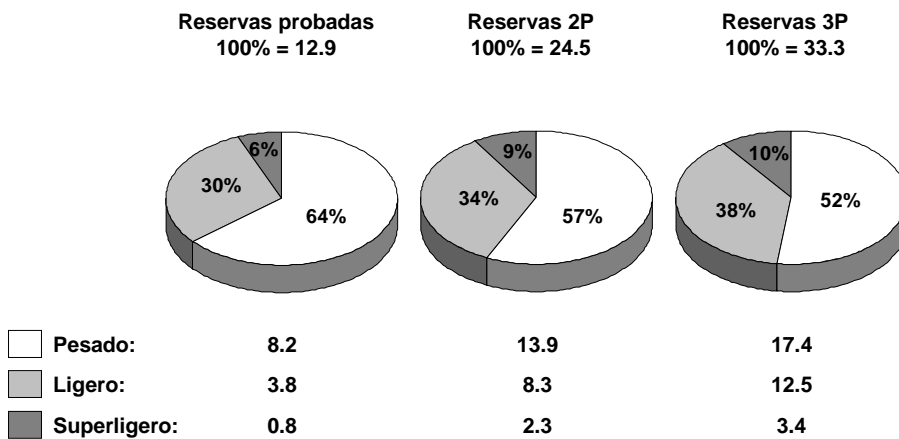
Conviene anotar que el crudo pesado es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API, que el crudo ligero tiene una densidad mayor a 27 grados API pero menor o igual a 38 grados API y que el crudo superligero tiene una densidad mayor a 38 grados API.

En el agregado, la reserva 3P de crudo totalizó 33 mil 312 millones de barriles, de los cuales el 52 por ciento corresponde a crudo pesado, 37 por ciento a crudo ligero y el restante 11 por ciento a crudo superligero.

Figura 5

**Composición de las reservas de crudo**

Reservas de crudo al 31 de diciembre de 2004  
miles de millones de barriles



**Reservas de gas natural**

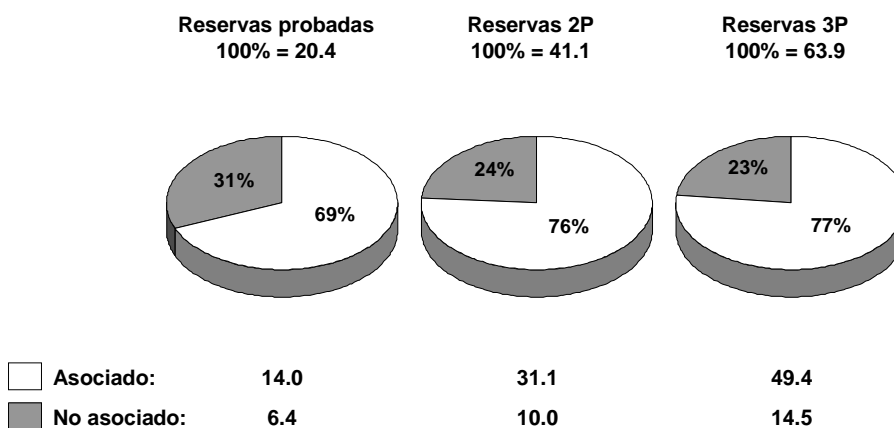
En términos de gas natural, las reservas probadas de gas natural alcanzaron 20,433 miles de millones de pies cúbicos, 69 por ciento de gas asociado y 31 por ciento de gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 63,879 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 77 por ciento corresponden a gas asociado y el restante 23 por ciento a gas no asociado.

Figura 6

**Composición de las reservas de gas natural**

Reservas de gas natural al 31 de diciembre de 2004  
millones de millones de pies cúbicos (Tpc)

**Reservas marinas y terrestres**

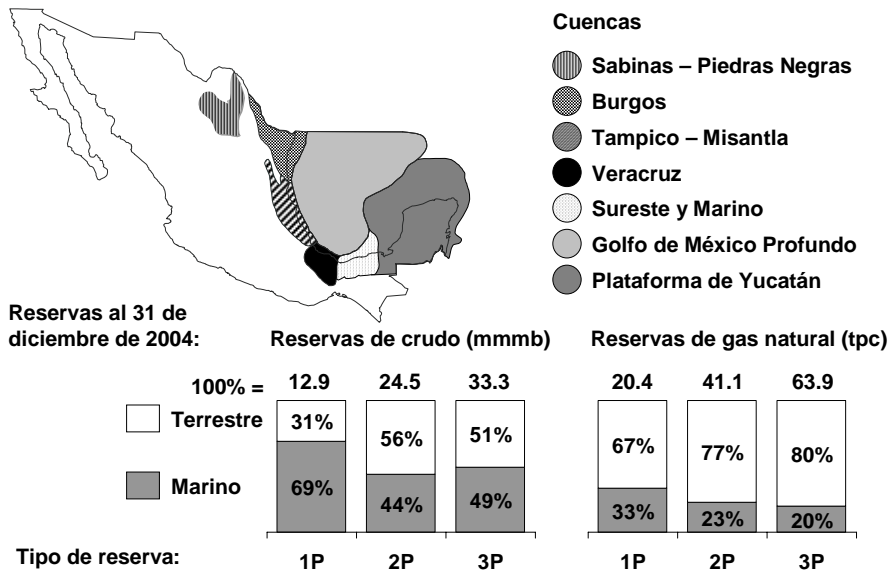
El 69 por ciento de las reservas probadas de crudo se ubican en regiones marinas y el 31 por ciento restante en regiones terrestres. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, el 67 por ciento se ubica en regiones terrestres y el 33 por ciento en las regiones marinas.

Por otro lado, el 49 por ciento de las reservas 3P de crudo se ubican en regiones marinas y el 51 por ciento restante en regiones terrestres. Asimismo, el 80 por ciento de las reservas 3P de gas natural se ubica en regiones terrestres y el 20 por ciento restantes en regiones marinas.



Figura 7

### Distribución geográfica de las reservas

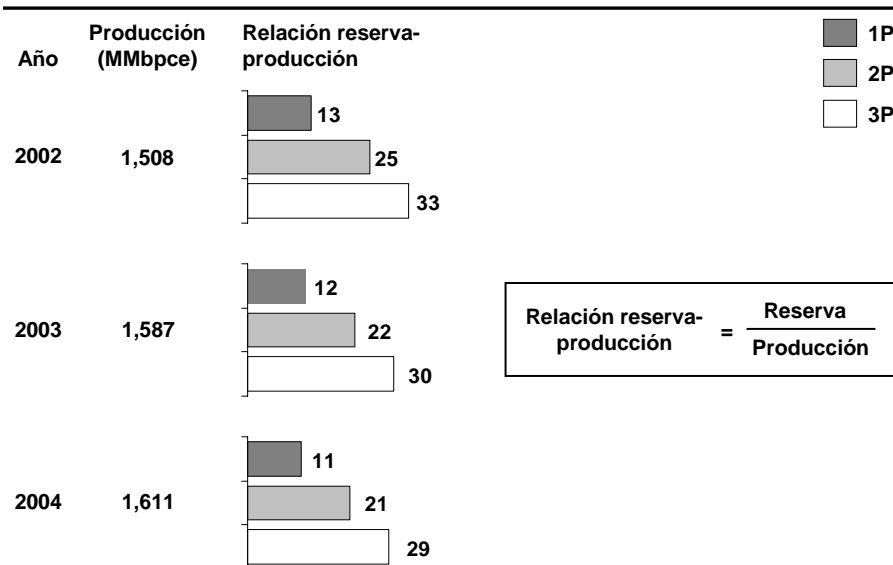


Relación reserva-producción

La relación reserva-producción, es decir, el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 31 de diciembre de 2004 entre la producción de 2004, es de 29 años para la reserva 3P, 21 años para la reserva 2P y 11 años para la reserva probada. En los tres casos la relación reserva-producción disminuyó un año si se compara con el mismo indicador al cierre de 2003.

Figura 8

### Relación reserva-producción



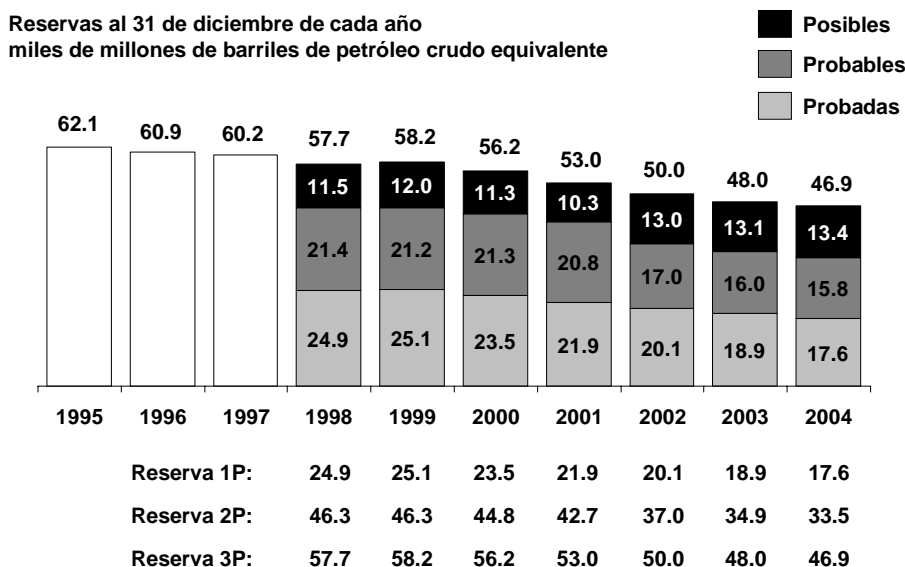
**Evolución de las reservas**

El cambio de las reservas 3P es consecuencia del volumen producido y está siendo atenuado por la actividad exploratoria, revisiones, desarrollos y delimitaciones de campos existentes. A partir del año 2000, PEMEX ha aumentado sus inversiones en exploración, lo cual ha permitido disminuir la rapidez de la declinación de las reservas, mostrada en años anteriores, gracias a nuevos descubrimientos producto de la actividad exploratoria.

De 2003 a 2004, la disminución de las reservas 3P fue de 1,127 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, aún cuando la producción en el periodo ascendió a 1,611 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Más adelante detallaré la forma en que se integra este cambio considerando descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones.

Figura 9

**Evolución de las reservas**



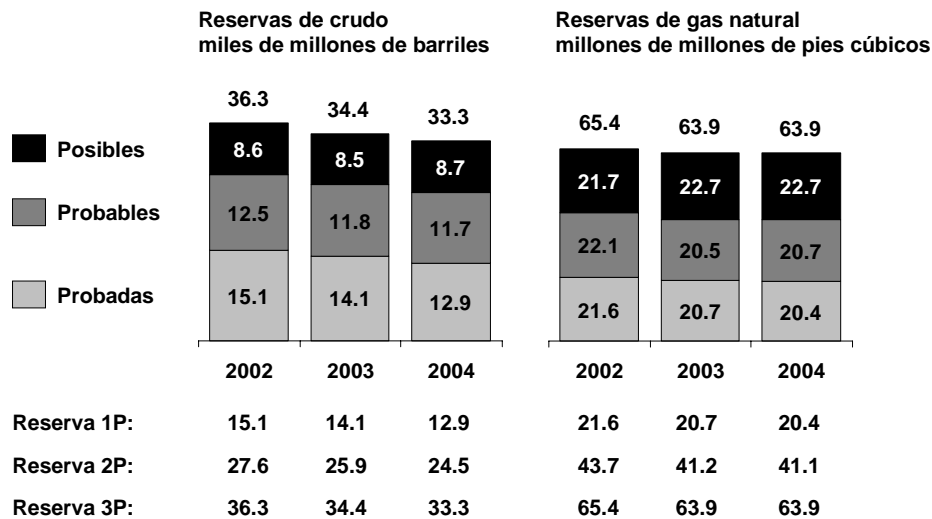
**Evolución de las reservas de crudo**

De 2003 a 2004, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 1,077 millones de barriles, principalmente por la producción de 1,238 millones de barriles. Las reservas probadas se redujeron en 1,237 millones de barriles, mientras que en las reservas probables la reducción fue de 193 millones de barriles, como consecuencia de reclasificaciones y desarrollo de campos, principalmente en Citam. Con respecto a las reservas posibles, éstas presentan un incremento de 354 millones de barriles debido a reclasificaciones e incorporaciones exploratorias.

Figura 10

## Evolución de las reservas de crudo y gas natural

Reservas al 31 de diciembre de cada año



### Evolución de las reservas de gas

Aún cuando la producción de gas natural en 2004 fue de 1.7 millones de millones de pies cúbicos, no hay un decremento significativo de las reservas totales o 3P. Este comportamiento se origina principalmente por efecto de los descubrimientos y los desarrollos de campos de gas no asociado.

Cabe mencionar que los incrementos observados en las reservas de gas no asociado (gas seco y gas húmedo) son consecuencia del desarrollo intenso de los campos de las Cuencas de Burgos y Veracruz, donde las reservas aumentaron en 526 miles de millones de pies cúbicos, principalmente en los campos Arcabuz, Caudaloso, Culebra, Fundador, Veleró y Apertura.

Así, el decremento en la reserva probada fue de tan solo 0.3 millones de millones de pies cúbicos, es decir, se redujeron 1.5 por ciento comparadas con las reservas del año anterior, considerando la producción.

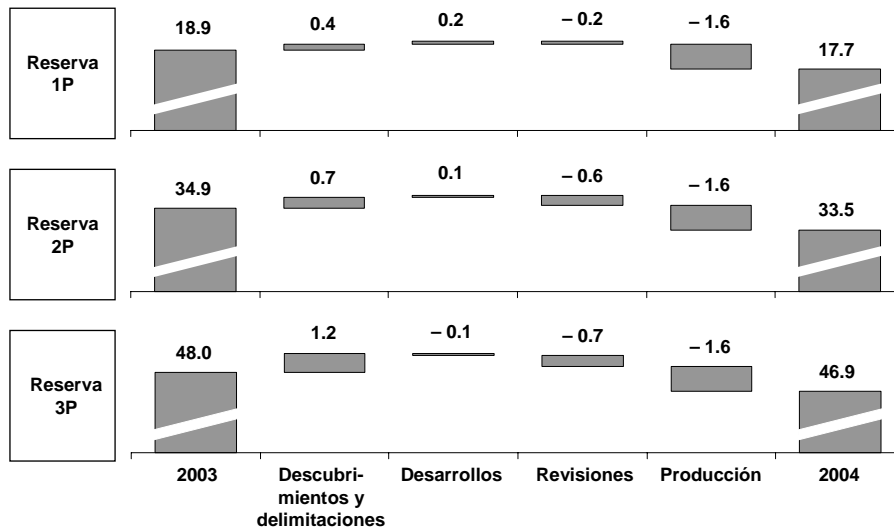
### Cambio en las reservas 2003-2004

En 2004 la reserva probada observó un decremento de 1,245 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. La reserva 2P se redujo en 1,414 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la reserva 3P en 1,127 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Cabe hacer notar que el elemento principal de cambio es la producción de 1,611 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Figura 11

### Cambio en las reservas 2003-2004

miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



#### Descubrimientos

Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En 2004 los descubrimientos de reserva probada fueron de 241 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel 2P, es decir, la agregación de reservas probadas y probables, ascendieron a 463 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P, 916 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, concentrados principalmente en los campos Samaria, Wayil, Tumut, Pohp, Baksha, Pokoch y Tizón en las Cuencas del Sureste; Bagre en la Cuenca Tampico-Misantla y Santander en la Cuenca de Burgos.

#### Descubrimientos y delimitaciones

Los descubrimientos y delimitaciones de reserva probada fueron 369 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel 2P ascendieron a 678 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P, 1,234 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

#### Desarrollos

Los desarrollos y delimitaciones se refieren a incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo y delimitadores.

El incremento por desarrollo de campos en la reserva 1P, o probada, fue de 208 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en 2P fue de 119 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en 3P, es decir, la agregación de reservas probadas, probables y posibles, disminuyó 82 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

<b>Revisiones</b>	<p>Las revisiones son resultado de emplear nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de hidrocarburos y costos de extracción en el análisis de cada campo con reserva.</p> <p>Las revisiones de reservas probadas fueron de 211 millones de barriles de petróleo crudo equivalente a la baja. En cuanto a la reserva probable, las revisiones disminuyeron 390 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y para la reserva posible descendieron 66 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.</p> <p>Estos decrementos se concentraron principalmente en algunos campos como, Kutz, Samaria, Oxiacaque y Abkatún. Estas disminuciones fueron identificadas al analizar el comportamiento en términos de presión, producción y entrada de agua en estos campos.</p> <p>Para revertir este efecto, se ha iniciado un programa de mantenimiento de presión mediante la inyección de Nitrógeno en los campos Samaria y Oxiacaque, el cual está programado para 2007. Para el campo Abkatún, el mantenimiento de presión se efectúa mediante la inyección de agua y actualmente, se instala el bombeo electrocentrífugo en los pozos del campo.</p>
<b>Producción</b>	<p>En 2004 la producción ascendió a 1,611 millones de petróleo crudo equivalente.</p>
<b>Balance de la reserva probada al cierre de 2004</b>	<p>En conclusión, la variación en la reserva probada muestra un comportamiento estable. Por un lado se observan crecimientos atribuibles a los descubrimientos realizados y a los desarrollos en campos ya existentes, además de delimitaciones positivas producto de la actividad exploratoria, pero por otro lado, y como ya fue mencionado, existen algunas revisiones negativas.</p> <p>Cabe señalar que considerando la información disponible al día de hoy, no se advierten cambios negativos en estas reservas ya existentes en el futuro inmediato.</p>

**Tasa de restitución**

En cuanto a la tasa de restitución por descubrimientos, es conveniente recordar primeramente que ésta se define como el cociente de dividir la reserva descubierta en un periodo determinado, que puede ser 1P, 2P y 3P, entre la producción correspondiente al mismo periodo, sin considerar otros elementos como son los desarrollos, delimitaciones y revisiones.

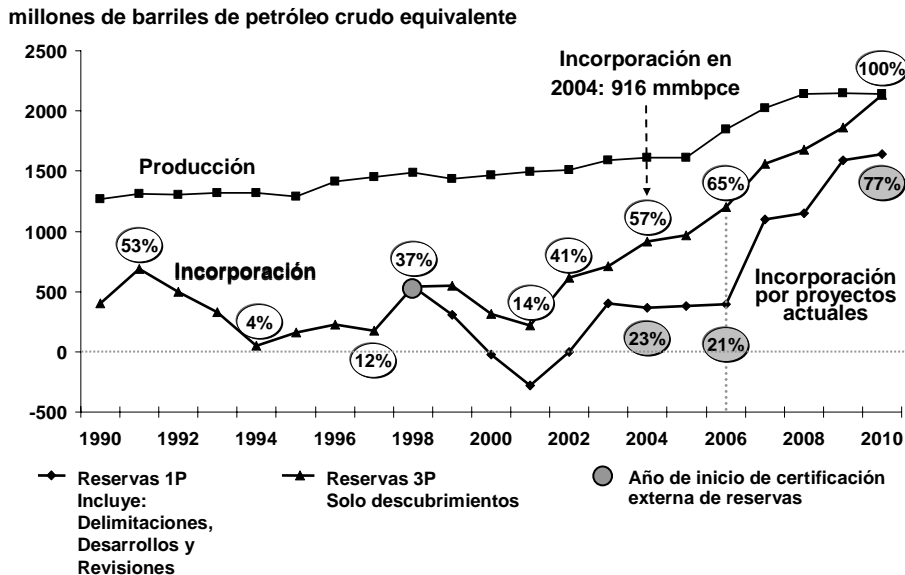
Al considerar los descubrimientos 3P de 2004, 916 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la tasa de restitución es de 57 por ciento en relación a la producción extraída. En 2003 la tasa de restitución comparable fue de 45 por ciento.

La tasa de restitución integrada -considerando descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones- para la reserva probada es de 23 por ciento, valor similar al obtenido en 2003 de 26 por ciento.

Cabe destacar que si este análisis es efectuado para el gas natural, su tasa de restitución alcanza 82 por ciento. Este indicador es un claro reflejo de las inversiones orientadas hacia el gas natural en años recientes, actividades de desarrollo de campos así como a la exploración de nuevas reservas.

Figura 12

**Trayectoria histórica y futura de la tasa de restitución de reservas**



**Metas para la tasa de restitución de reservas**

Considerando información al 31 de diciembre de 2004, un nivel de inversión anual en el área de Exploración y Producción de alrededor de 10 mil millones de dólares en los próximos 5 años con una tendencia al alza en la proporción destinada a exploración, nuestra meta esperada es lograr una tasa de restitución 3P para 2006 de 65 por ciento y para 2010 de 100 por ciento.

Asimismo, nuestra meta de tasa de restitución integrada 1P irá ascendiendo para alcanzar en el año 2010 una tasa de 77 por ciento. Nótese que hacia 2007, se esperan desarrollos provenientes de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Chicontepec que permitirán incrementar la tasa integrada de restitución de reservas a través de la reclasificación significativa de reservas probables a probadas en estos campos.

Conviene hacer notar que este escenario futuro corresponde a uno determinado a partir de valores esperados donde ha sido considerada la incertidumbre y riesgo asociados a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos al cierre de 2004.

**Principales descubrimientos****Descubrimientos 2001-2003**

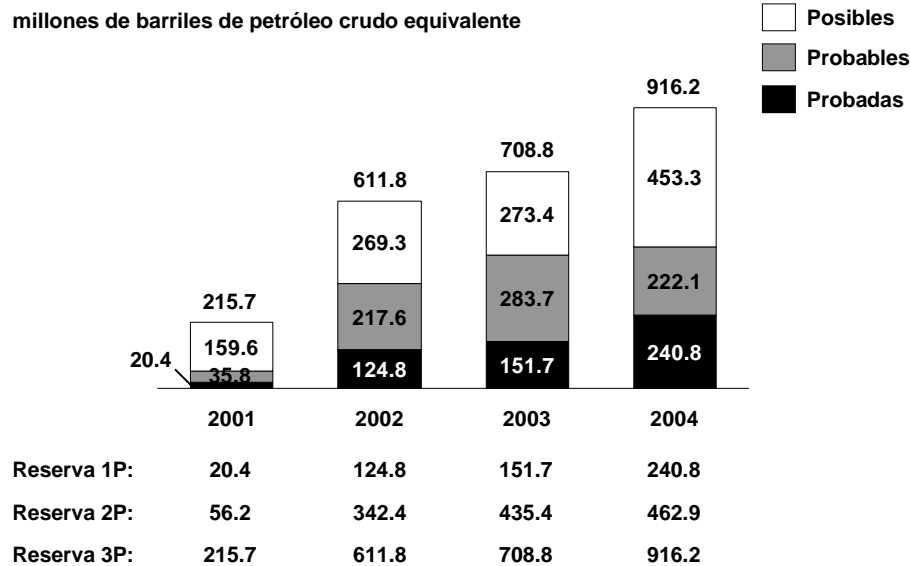
Las inversiones efectuadas por PEMEX en el periodo 2001-2003, han dado como resultado la incorporación de 1,536 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P. De éstas, 297 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas.

La prioridad de PEMEX en estos años ha sido incorporar reservas de gas no asociado y aceite. En este sentido, destacan los descubrimientos de gas no asociado por 897 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, principalmente de los campos marinos de Lankahuasa en la Cuenca de Tampico – Misantla, Chukua y Akpul en las Cuencas del Sureste y de los campos terrestres de Nejo y Enlace en la Cuenca de Burgos; y Lizamba y Vistoso en la Cuenca de Veracruz. Conviene indicar que de este total, 152 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Por lo que se refiere a descubrimientos de aceite, destacan los descubrimientos de 639 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P provenientes de los campos marinos de Misón y Amoca en las Cuencas del Sureste y Lobina en la Cuenca de Tampico – Misantla; así como de los campos terrestres Shishito y del bloque Naranja del campo Sen en las Cuencas del Sureste. De este total 145 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas

Figura 13

### Evolución de los descubrimientos



#### Descubrimientos en 2004

En 2004, los descubrimientos se concentran principalmente en:

- Las Cuencas del Sureste con 665 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 156 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas
- La Cuenca de Tampico-Misantla con 106 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 54 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas
- La Cuenca de Burgos con 93 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas

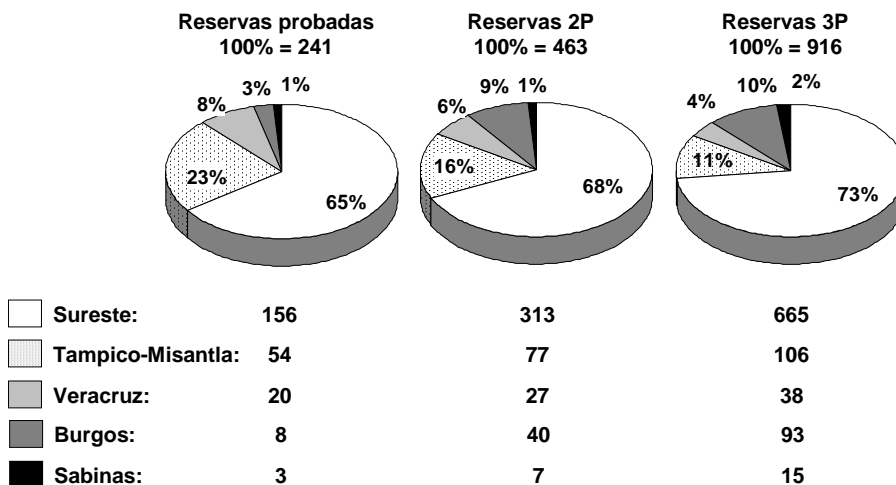
Del total descubierto, 70 por ciento corresponde a yacimientos de aceite y el 30 por ciento restante a yacimientos de gas no asociado en término de reserva 3P. Asimismo, los descubrimientos 1P corresponden al 26 por ciento. Este porcentaje deberá ir creciendo en la medida que la delimitación y desarrollo de estos campos se efectuó, como está sucediendo actualmente en las Cuencas de Burgos y Veracruz.



Figura 14

### Descubrimientos 2004

Descubrimientos al 31 de diciembre de 2004  
millones de barriles de petróleo crudo equivalente



**Principales descubrimientos marinos**

Durante 2004 PEMEX continuó con la exploración en aguas del Golfo de México. Los descubrimientos de aceite ascendieron a 459 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, principalmente provenientes de la perforación de los pozos Wayil-1, Tumut-1, Pohp-1 y Baksha-1, de las Cuencas del Sureste. De este total, 150 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Los descubrimientos de gas no asociado se ubicaron en 111 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, provenientes de la perforación de los pozos Men-1, Pochtli -1 y Után-1, de las Cuencas del Sureste, y Kosni-1 de la Cuenca Tampico-Misantla. Las reservas probadas ascienden a 39 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

**Principales descubrimientos terrestres**

En 2004, los principales descubrimientos terrestres fueron:

- 130 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P correspondiente a aceite pesado proveniente del pozo Samaria-1001 en las Cuencas del Sureste. Esta reserva, está siendo clasificada como posible en tanto se desarrolla la estrategia de explotación y su comercialización correspondiente
- 216 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P correspondientes a yacimientos de gas no asociado provenientes principalmente de los pozos Tizón-201 en las Cuencas del Sureste, Patlache-1, Santander-1, Forastero-1, en la Cuenca de Burgos; y Apértura-401, Arquimia-1 y Fourier-1, en la Cuenca de Veracruz. De esta magnitud total, 52 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas

**Futuro de la estrategia de exploración**

El énfasis en los esfuerzos de exploración ha sido en yacimientos localizados en cuencas conocidas. A partir de 2004, este énfasis ha sido reforzado con la ubicación de oportunidades exploratorias hacia zonas más allá de las tradicionalmente exploradas, que incluyen aguas profundas a partir de la adquisición e interpretación de información sísmica tridimensional.

Cabe señalar que esta estrategia exploratoria refleja un portafolio equilibrado que contiene oportunidades exploratorias de riesgos moderados y oportunidades de alto riesgo, cuyo volumen a incorporar es significativo y estratégico para PEMEX, y orientado hacia gas no asociado y crudo ligero.

---

**Puntos aclaratorios****Inversión en exploración**

En los próximos años se espera mantener las inversiones en exploración entre 1.5 y 2 miles de millones de dólares por año, lo cual es comparable con la inversión en exploración realizada en 2004.

**Tasa de restitución integrada de reservas probadas**

Se espera que la tasa de restitución integrada de reservas probadas aumente de 23% en 2004 a 77% en 2010 (incluyendo descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones).

El factor más importante en el incremento de la tasa de restitución integrada de reservas probadas es la construcción de infraestructura para el desarrollo de Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Chicontepec, que se espera permitan reclasificar reservas de probables y posibles a probadas, siguiendo las definiciones emitidas por la Securities and Exchange Comisión.

**Producción**

Actualmente PEMEX produce 3.4 millones de barriles diarios de aceite y 4.7 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Se estima que la producción de 2005 sea aproximadamente igual a la de 2004.

Asimismo, se espera que en el 2008, con el desarrollo de proyectos como Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Chicontepec, la producción aumente a 4 millones de barriles diarios de aceite y 6 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

---

<b>Cantarell</b>	<p>La producción de aceite en Cantarell en 2004 fue de 2.1 millones de barriles por día y 740 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Al 31 de diciembre de 2004, las reservas probadas más probables (2P) en Cantarell ascienden a 7,965 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que las reservas probadas ascienden a 6,593 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.</p> <p>En este proyecto se sigue un programa estricto de monitoreo y administración de las reservas del proyecto en cada uno de sus pozos. Este monitoreo nos permite estimar la producción, la cual se estima que empiece a declinar a finales de este año.</p>
<b>Aguas profundas</b>	<p>Sólo 33 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de descubrimientos en aguas profundas (en un tirante de agua – superficie del mar a superficie del fondo marino - superior a 500 metros) son considerados en las reservas totales (2P) de 2004.</p> <p>Estas reservas provienen del pozo Nab-1, que fue perforado en un tirante de agua de 681 metros en el Golfo de México. El resto de descubrimientos junto con sus reservas se ubican en tirantes de agua inferiores a 500 metros o en las regiones terrestres.</p>
<b>Perforación</b>	<p>En 2004, se perforaron y terminaron 727 pozos, de los cuales 103 fueron exploratorios.</p>
<b>Costos de extracción</b>	<p>Los costos de extracción de PEMEX son aproximadamente de 3 dólares por barril en aguas someras (menos de 500 metros).</p>

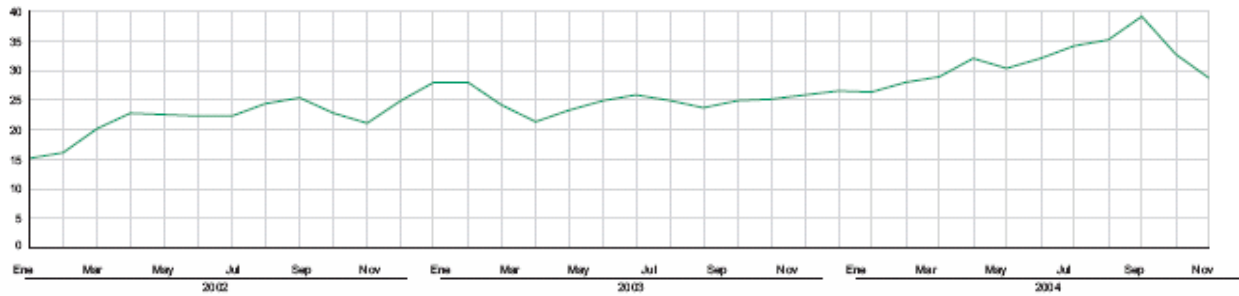
---

Anexo

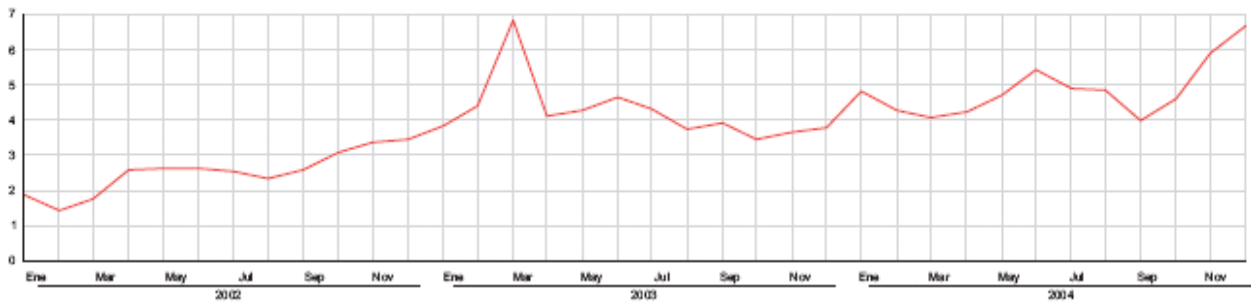
Figura A1

Evolución histórica de los precios de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo

**Aceite crudo**  
Dólares por barril



**Gas húmedo amargo**  
Dólares por miles de pies cúbicos



**Tabla A2**  
**Yacimientos descubiertos en 2004**

Cuenca	Campo	Pozo	1P		2P		3P		
			Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Crudo eq. MMb
<b>Total</b>			<b>120.8</b>	<b>575.1</b>	<b>219.2</b>	<b>1,154.6</b>	<b>543.8</b>	<b>1,787.4</b>	<b>916.2</b>
<b>Burgos</b>			<b>0.0</b>	<b>34.9</b>	<b>0.0</b>	<b>181.5</b>	<b>0.0</b>	<b>417.6</b>	<b>93.0</b>
	Azabache	Azabache-1	0.0	0.2	0.0	0.2	0.0	3.3	0.7
	Bayo	Bayo-1	0.0	2.9	0.0	2.9	0.0	2.9	0.7
	Cañón	Patlache-1	0.0	9.8	0.0	37.5	0.0	119.6	26.9
	Casta	Casta-1	0.0	0.7	0.0	8.8	0.0	24.9	6.0
	Cúpula	Cúpula-1	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	2.7	0.6
	Nejo	Nejo-101	0.0	1.2	0.0	4.0	0.0	17.0	3.8
	Pame	Pame-1	0.0	5.8	0.0	33.4	0.0	66.2	14.9
	Santander	Santander-1	0.0	4.3	0.0	58.4	0.0	111.2	25.0
	Talud	Talud-1	0.0	1.2	0.0	8.1	0.0	19.9	4.5
	Tequis	Tequis-1	0.0	0.2	0.0	1.4	0.0	2.2	0.5
	Vagabundo	Vagabundo-1	0.0	3.5	0.0	3.5	0.0	14.7	3.3
	Visir	Visir-1	0.0	4.4	0.0	22.6	0.0	33.1	6.0
<b>Sabinas</b>			<b>0.0</b>	<b>15.0</b>	<b>0.0</b>	<b>34.4</b>	<b>0.0</b>	<b>79.1</b>	<b>15.2</b>
	Forastero	Forastero-1	0.0	15.0	0.0	34.4	0.0	79.1	15.2
<b>Sureste</b>			<b>86.7</b>	<b>311.2</b>	<b>181.6</b>	<b>591.2</b>	<b>488.5</b>	<b>830.2</b>	<b>664.7</b>
	Baksha	Baksha-1	9.6	1.0	15.5	1.6	57.8	5.9	57.8
	Etkal	Etkal-101	1.2	68.0	1.5	81.6	1.5	81.6	19.5
	Isla	Isla-1	2.2	0.8	10.7	4.0	11.5	4.3	12.4
	Men	Men-1	0.0	41.9	0.0	105.1	0.0	186.7	35.9
	Nab	Nab-1	0.0	0.0	0.0	0.0	32.6	2.6	32.6
	Numán	Numán-1	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7	1.4	16.7
	Poctlí	Poctlí-1	0.0	31.3	0.0	53.4	0.0	65.4	12.6
	Pohp	Pohp-1	7.2	1.5	21.4	4.6	69.6	16.1	69.6
	Pokoch	Pokoch-1	24.1	34.3	36.7	47.1	36.7	47.1	47.0
	Samaria	Samaria-1001	0.0	0.0	0.0	0.0	130.6	7.3	130.6
	Tizón	Tizón-201	9.6	46.1	32.1	154.6	32.1	154.6	69.9
	Tumut	Tumut-1	15.2	16.7	38.6	43.5	56.3	61.9	71.1
	Után	Után-1	0.0	13.4	0.0	15.7	0.0	57.8	11.1
	Wayil	Wayil-1	17.5	56.1	24.9	79.8	42.9	137.4	77.7
<b>Tampico-Misantla</b>			<b>34.1</b>	<b>110.0</b>	<b>37.6</b>	<b>205.2</b>	<b>55.4</b>	<b>264.1</b>	<b>105.5</b>
	Atún	Atún-101	2.3	44.9	5.8	49.1	6.8	50.3	16.1
	Bagre B	Bagre-101	31.8	31.1	31.8	31.1	48.6	47.1	57.4
	Kosni	Kosni-1 y 101	0.0	34.1	0.0	125.0	0.0	166.8	32.1
<b>Veracruz</b>			<b>0.0</b>	<b>104.0</b>	<b>0.0</b>	<b>142.3</b>	<b>0.0</b>	<b>196.3</b>	<b>37.7</b>
	Apertura	Apertura-401	0.0	25.8	0.0	55.1	0.0	81.0	15.6
	Arquimia	Arquimia-1	0.0	41.7	0.0	44.2	0.0	44.2	8.5
	Lizamba	Fourier-1	0.0	17.5	0.0	20.0	0.0	38.3	7.4
	Lizamba	Kepler-1	0.0	11.9	0.0	15.8	0.0	15.8	3.0
	Madera	Lleida-1	0.0	7.2	0.0	7.2	0.0	17.0	3.3



**Tabla A3**

Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2004

	Volumen original		Reserva de hidrocarburos				Reserva de gas		
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Aceite MMb	Condensado MMb	Líquidos de planta* MMb	Gas seco ** MMbpce	Gas natural MMMpc	Gas seco MMMpc
Totales (3P)	280,391	239,636	46,914	33,312	835	3,413	9,354	63,879	48,649
Probadas	143,576	171,501	17,650	12,882	519	1,402	2,847	20,433	14,808
Probables	83,334	37,674	15,836	11,621	169	980	3,066	20,703	15,945
2P	226,910	209,176	33,486	24,503	688	2,382	5,913	41,136	30,753
Posibles	53,481	30,460	13,428	8,809	148	1,031	3,441	22,743	17,897

\* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

\*\* El líquido obtenido supone un poder calorífico equivalente al crudo Maya y una mezcla promedio de gas seco obtenida en Cactus, Cd. Pemex y Nuevo Pemex.

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6° C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

**Tabla A4**

Producción de hidrocarburos

	2002		2003		2004		Acumulada al 31 de diciembre de 2004	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite MMb	Gas natural MMMpc
<b>Total</b>	<b>1,159</b>	<b>1,615</b>	<b>1,230</b>	<b>1,642</b>	<b>1,238</b>	<b>1,674</b>	<b>32,344</b>	<b>53,178</b>
Cantarell	694	257	775	287	782	289	10,931	4,466
Ku-Maloob-Zaap	91	46	107	56	111	58	1,944	1,024
Abkatún-Pol-Chuc	149	190	131	180	118	167	4,760	4,970
Litoral de Tabasco	17	37	14	32	24	54	207	442
Burgos	-	368	-	376	-	401	33	8,492
Poza Rica-Altamira	27	39	26	41	29	44	5,437	7,399
Veracruz	0	56	0	75	0	115	73	1,217
Bellota-Jujo	74	107	71	101	78	101	2,626	4,058
Cinco Presidentes	13	21	14	21	14	25	1,675	2,027
Macuspana	1	48	1	54	2	66	14	5,332
Muspac	18	265	15	250	13	204	1,636	8,746
Samaria-Luna	78	181	75	168	67	151	3,006	5,005

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6° C y 14.7 libras de presión por pulgada cuadrada.

**PEMEX es la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es el productor exclusivo de los recursos petroleros y de gas en México. Sus organismos subsidiarios son Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica. La principal compañía subsidiaria es PMI, que realiza las transacciones de comercio internacional.**

*Este documento contiene proyecciones a futuro. Las declaraciones que no son históricas, incluyendo enunciados de creencias y expectativas, son proyecciones a futuro. Éstas son de buena fé y están basadas en los planes y estimaciones actuales; por lo tanto, no debe confiarse más de la cuenta en ellas. Las proyecciones a futuro se refieren solamente al día en que se realizaron, y no se tiene la obligación de actualizarlas públicamente a la luz de nueva información o eventos futuros. Las proyecciones a futuro implican riesgos inherentes e incertidumbres. Estos factores de riesgo e incertidumbres incluyen la volatilidad del precio del crudo, riesgos de producción, equipo y transporte inherentes a la industria petrolera, regulaciones ambientales en México; acciones del gobierno mexicano con respecto a su presupuesto, recaudación, actividades comerciales, control de las reservas de hidrocarburos, o pago del servicio de la deuda; así como cualquier limitación en las exportaciones derivada de acuerdos del gobierno mexicano; y riesgos económicos, políticos y cambiarios que afecten a México. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada en la Securities and Exchange Commission de E.U.A. ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)) y el prospecto de PEMEX registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores ([www.bmv.com.mx](http://www.bmv.com.mx)). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.*

*La Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC) permite que, en sus reportes a la SEC, las empresas de crudo y gas divulguen reservas probadas que hayan demostrado, por producción actual o pruebas de formación concluyentes, que son, bajo condiciones económicas y operativas existentes, económicamente y legalmente producibles. Nosotros usamos ciertos términos en este documento, tales como reservas totales, reservas probables y reservas posibles, que los lineamientos de la SEC prohíben estrictamente utilizar en sus reportes. Los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F, "File No. 0-99", disponible en Marina Nacional 329 Piso 38 Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700 ó en [www.pemex.com](http://www.pemex.com). Esta forma puede también obtenerla directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.*

*El EBITDA, el flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional son medidas no contempladas en los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA) que se calculan como se describió previamente. Se presentan porque PEMEX considera que son medidas financieras de su habilidad para pagar el servicio de su deuda o de incurrir en deuda ampliamente aceptada. El EBITDA, el flujo libre de caja y el flujo libre de caja discrecional no deben considerarse un indicador del desempeño financiero, una alternativa al flujo de efectivo, una medida de liquidez o una medida comparable a medidas llamadas de manera similar por otras empresas.*

*El cálculo de la deuda total incluye, adicionalmente a deuda documentada, los rubros generalmente considerados como deuda por los mercados financieros.*