

26 de marzo de 2007

## Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2006

### Estimación

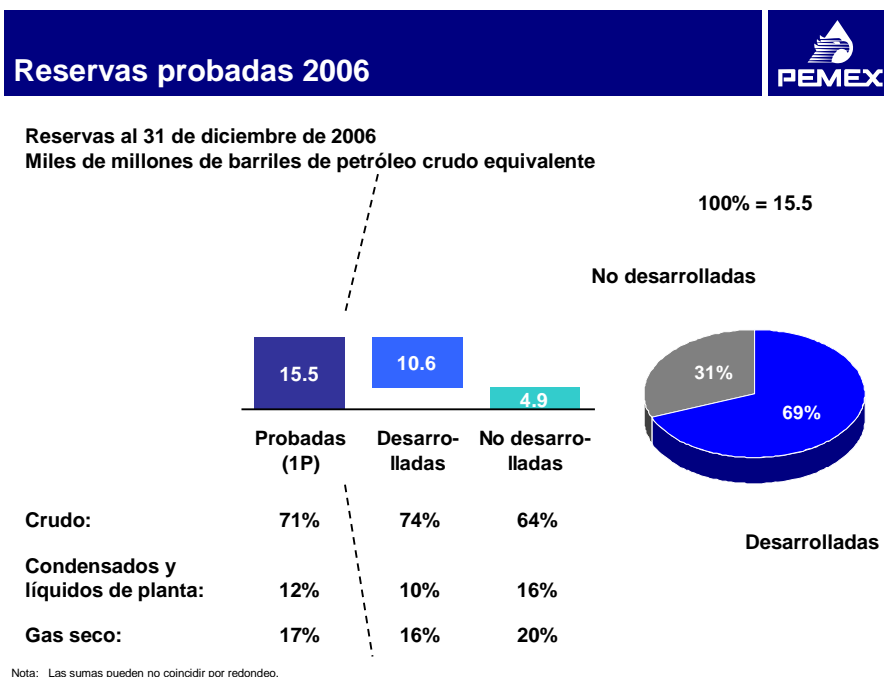
#### Reservas probadas al cierre de 2006

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2006 ascienden a 15 mil 514 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de las cuales el 71% corresponde a crudo; 12% a condensados y líquidos de planta; y el restante 17% a gas seco equivalente a líquido.

Del total de reservas probadas, 10 mil 648 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o 69%, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas con la infraestructura actual e inversiones moderadas. Las regiones marinas concentran la mayor parte de estas reservas ya que contienen 62%. Los campos más importantes se encuentran en los complejos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap en la Región Marina Noreste, y en los complejos Antonio J. Bermúdez y Jujo-Tecominoacán en la Región Sur.

El 31% de las reservas probadas, o 4 mil 866 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, son reservas probadas no desarrolladas, es decir, son volúmenes que se espera producir a través de la perforación de pozos en el futuro. Las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste concentran 55% de esta categoría de reserva, mientras que las regiones Norte y Sur contienen el 45% restante. Entre los campos más importantes se encuentran Maloob, Jujo-Tecominoacán, Zaap, Samaria, Sihil, Iride, Oxiacaque e Ixtal, entre otros.

Figura 1



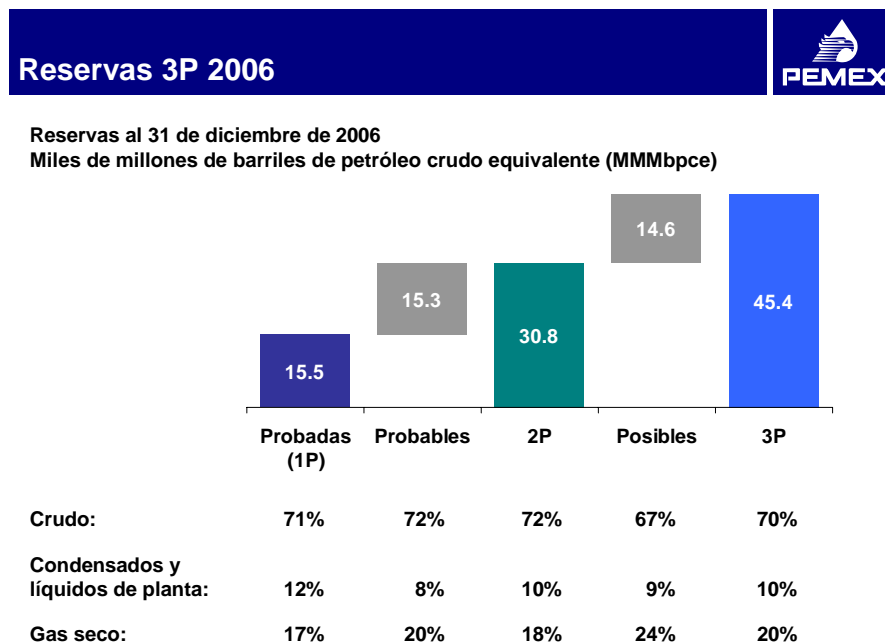
**Reservas probables y posibles al cierre de 2006**

Las reservas probables se sitúan en 15 mil 257 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 30 mil 772 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los volúmenes de reservas probables se localizan principalmente en los campos Chicontepec, Akal, Maloob, Zaap y Ku, entre otros.

Las reservas posibles alcanzaron 14 mil 605 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 45 mil 376 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las reservas posibles se concentran principalmente en los campos Chicontepec, Akal, Maloob y May.

La composición de la reserva 3P corresponde a 70% de crudo, 10% de condensados y líquidos de planta y 20% de gas seco equivalente a líquido.

Figura 2



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Reservas de crudo**

Las reservas probadas de crudo reportadas al 31 de diciembre de 2006 se sitúan en 11 mil 48 millones de barriles, de los cuales 63% es crudo pesado, 31% es crudo ligero y el 6% restante es crudo superligero.<sup>1</sup>

Al 31 de diciembre de 2006 la reserva 3P de crudo alcanzó 31 mil 909 millones de barriles, de los cuales 56% corresponde a crudo pesado, 35% a crudo ligero y el restante 9% a crudo superligero.

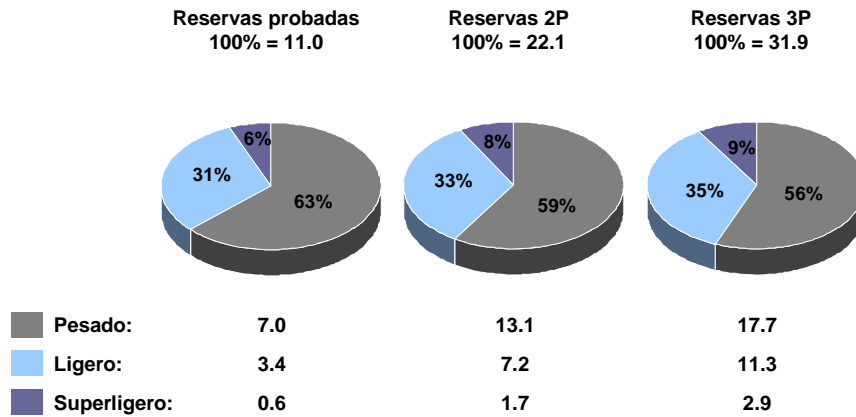
<sup>1</sup> PEMEX clasifica el crudo pesado como aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API, el crudo ligero como el que tiene una densidad mayor a 27 grados API pero menor o igual a 38 grados API y el crudo superligero aquel con una densidad mayor a 38 grados API.

Figura 3

**Composición de las reservas de crudo**



Reservas de crudo al 31 de diciembre de 2006  
Miles de millones de barriles



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Reservas de gas natural**

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 18 mil 957 miles de millones de pies cúbicos, de las cuales 66% corresponden a gas asociado y 34% a gas no asociado.

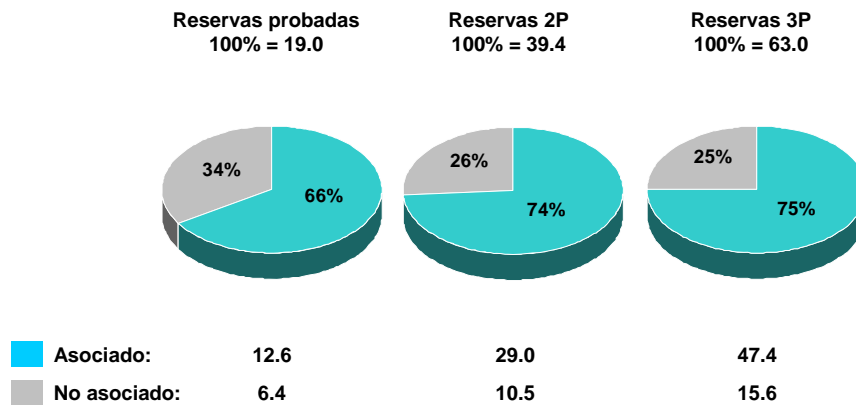
Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 63 mil 45 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 75% corresponden a gas asociado y el 25% restante a gas no asociado. Las reservas de gas no asociado se ubican principalmente en la Región Norte, dentro de las cuencas de Burgos y Veracruz.

Figura 4

**Composición de las reservas de gas natural**



Reservas de gas natural al 31 de diciembre de 2006  
Billones de pies cúbicos (Bpc)



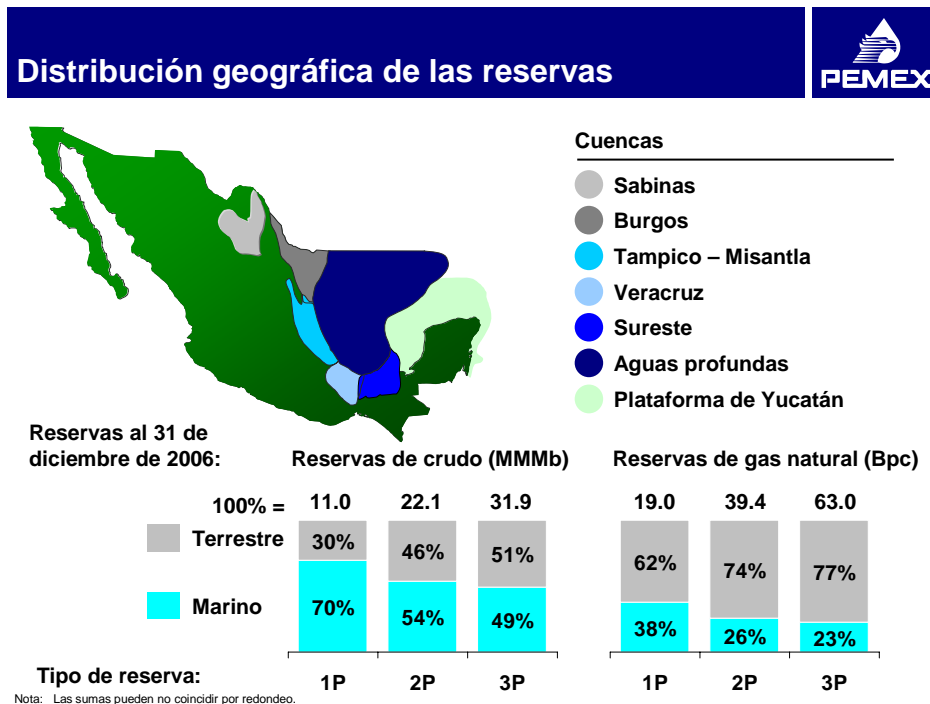
Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Reservas marinas y terrestres**

El 70% de las reservas probadas de crudo se ubican en la porción marina y el 30% restante en la zona terrestre. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, el 38% se ubica en la zona terrestre y el 62% en la porción marina.

Por otro lado, el 49% de las reservas 3P de crudo se ubican en la porción marina y el 51% restante en zonas terrestres. Asimismo, el 77% de las reservas 3P de gas natural se ubica en zonas terrestres y el 23% restante en la porción marina.

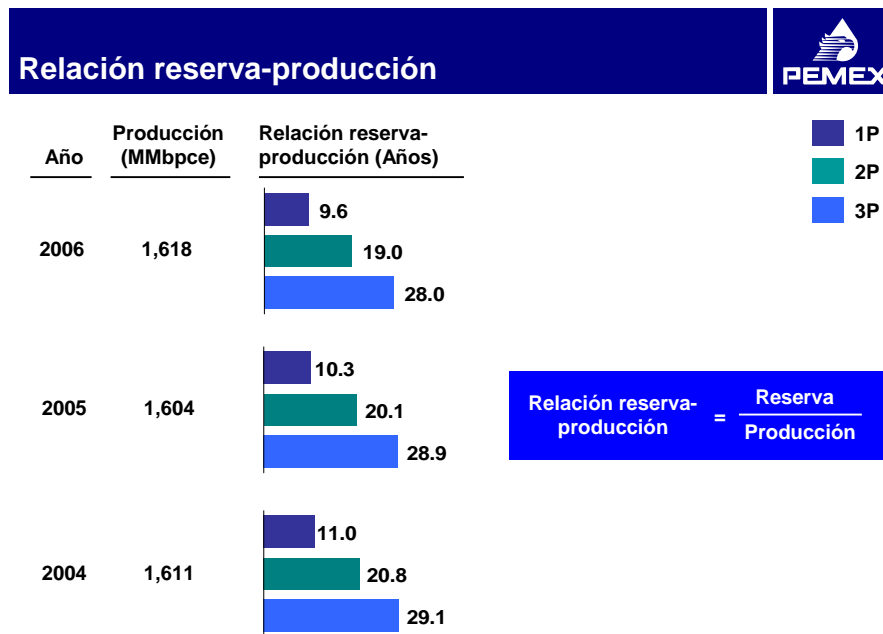
Figura 5



**Relación reserva-producción**

La relación reserva-producción, es decir, el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 31 de diciembre de 2006 entre la producción de 2006, es de 28.0 años para la reserva 3P, 19.0 años para la reserva 2P y 9.6 años para la reserva probada. Las relaciones reserva-producción 1P, 2P y 3P se redujeron con respecto al año anterior 7%, 5% y 3%, respectivamente.

Figura 6



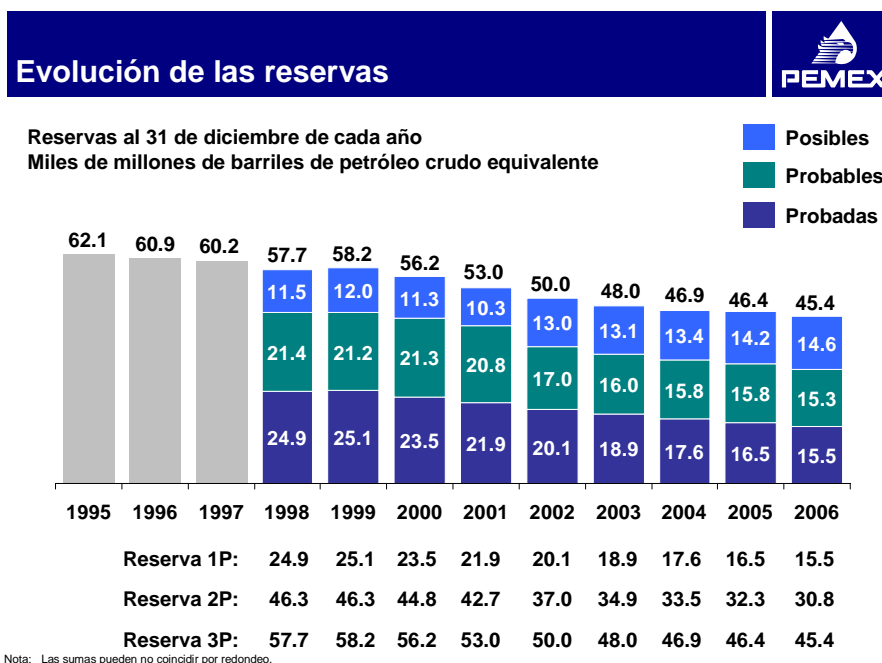
Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Evolución de las reservas**

El cambio en las reservas 3P se explica por volumen de producción de hidrocarburos, la actividad exploratoria, revisiones, desarrollos y delimitaciones de campos existentes. PEMEX ha aumentado su inversión en exploración a partir del año 2002, lo cual ha resultado en nuevos descubrimientos que han permitido disminuir la tasa de declinación de las reservas 3P mostrada en años anteriores. A partir de 2002, la tasa anual de declinación de la reserva 3P ha disminuido de 5% a 2%.

De 2005 a 2006, la disminución de las reservas 3P fue de mil 41 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel de reservas probadas, o 1P, la disminución fue de 955 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Figura 7



**Evolución de las reservas de crudo**

De 2005 a 2006, las reservas 3P de crudo disminuyeron en mil 184 millones de barriles, principalmente por efecto de la producción de mil 188 millones de barriles de crudo. Las reservas probadas se redujeron en 766 millones de barriles de crudo al restituirse parcialmente la producción, mientras que las reservas probables disminuyeron 610 millones de barriles de crudo por la reclasificación a reserva probada, originada por el desarrollo de campos principalmente en el complejo Ku-Maloob-Zaap. Las reservas posibles se incrementaron en 192 millones de barriles de crudo debido a reclasificaciones e incorporaciones exploratorias.

**Evolución de las reservas de gas**

De 2005 a 2006, las reservas 3P de gas natural se incrementaron en 690 mil millones de pies cúbicos, principalmente por efecto de los descubrimientos que aportaron volúmenes de reservas mayores en comparación con la producción de mil 955 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

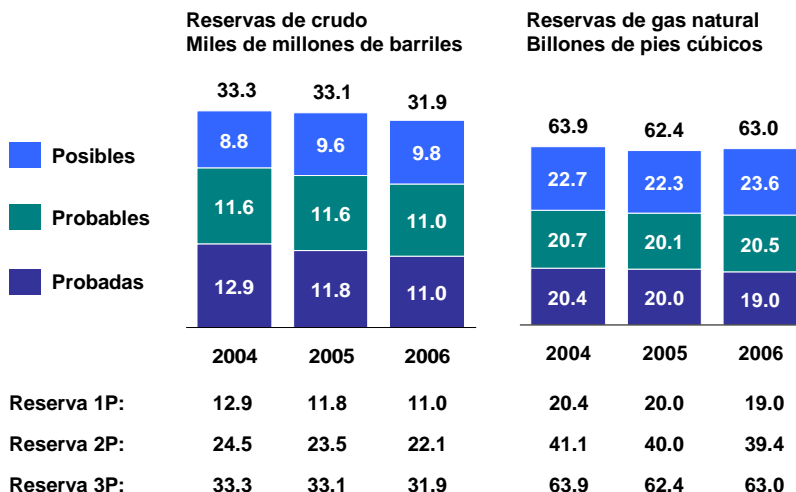
Adicionalmente, durante 2006 se obtuvieron incrementos importantes por desarrollo en reservas 3P de gas natural y se localizaron en los campos Bolontikú, Ixtal, May y Sinán en la Región Marina Suroeste, y Fundador, Cuervito, Santa Anita y Culebra en la Región Norte.

Las reservas probadas de gas natural se redujeron en 1 billón de pies cúbicos, o 5%, en comparación con el año anterior.

Figura 8

## Evolución de las reservas de crudo y gas natural

Reservas al 31 de diciembre de cada año



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

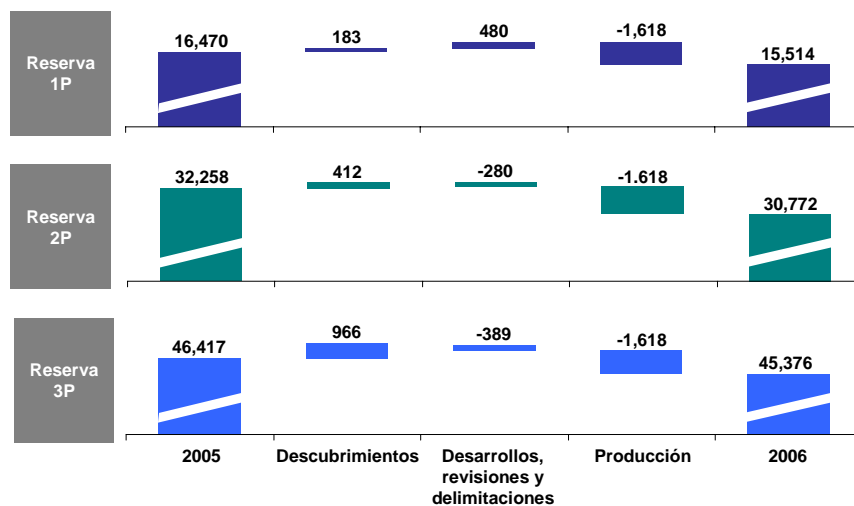
### Cambio en las reservas 2005 - 2006

En 2006 la reserva probada observó un decremento de 955 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. La reserva 2P se redujo en mil 486 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la reserva 3P en mil 41 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La principal causa de estas variaciones fue la producción de mil 618 millones de barriles de petróleo crudo equivalente compensada parcialmente por la restitución por descubrimientos, revisiones y desarrollo.

Figura 9

## Cambio en las reservas 2005 - 2006

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

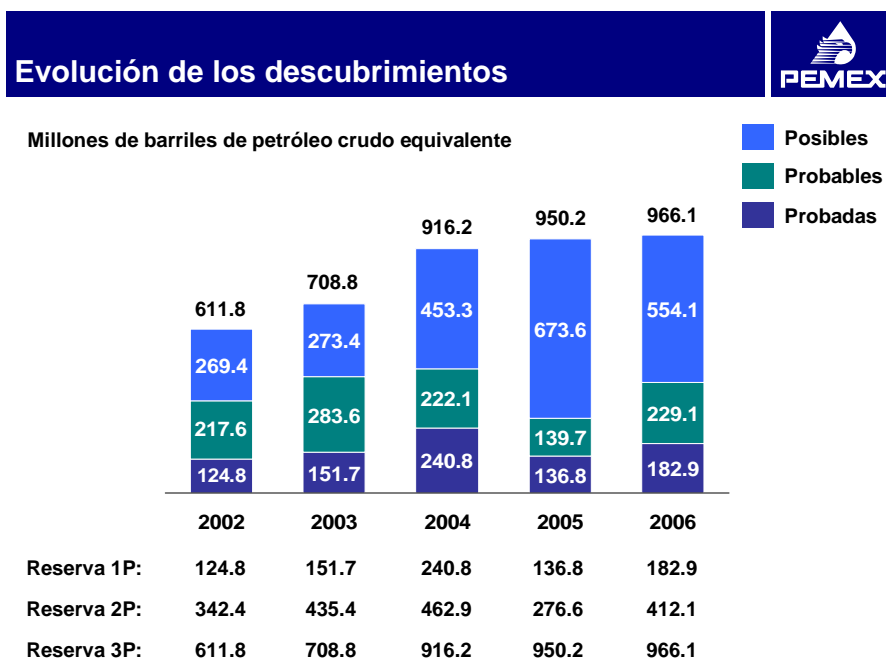
## Principales descubrimientos

### Descubrimientos 2002 - 2006

Durante este periodo se han descubierto 4 mil 153 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, que corresponden a 2 mil 139 millones de barriles de petróleo crudo y 9 mil 804 millones de pies cúbicos de gas. Los descubrimientos de reservas probadas durante este periodo fueron 20%, mientras que los descubrimientos probables y posibles fueron 26 y 54%, respectivamente.

Las inversiones efectuadas por PEMEX en el periodo permitieron que la incorporación anual de reservas 3P haya superado los 900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante los últimos tres años. Asimismo, la puesta en producción de los descubrimientos de gas no asociado se ha reflejado en los máximos históricos de producción de gas natural alcanzados recientemente por PEMEX.

Figura 10



### Descubrimientos en 2006

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

En 2006 los descubrimientos de reserva probada fueron de 183 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel 2P, los descubrimientos ascendieron a 412 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P, 966 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



La distribución por cuenca de los descubrimientos es la siguiente:

- Sureste concentra 95 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas probadas y 488 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P;
- Aguas Profundas contiene reservas probadas por 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y reservas 3P por 349 millones de barriles de petróleo crudo equivalente;
- Cuenca de Veracruz presenta 12 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas probadas y 62 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P; y
- Burgos presenta 12 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas probadas y 67 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P.

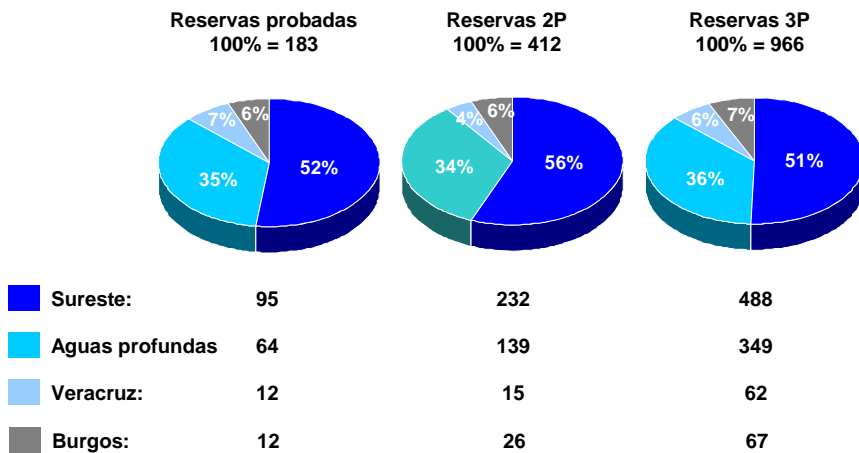
Los descubrimientos de reservas probadas representaron 19% del total. Este porcentaje aumentará en la medida que se efectúe la reclasificación de reservas probables y posibles a reservas probadas mediante la delimitación y el desarrollo de los campos descubiertos, como sucede actualmente en los proyectos de gas no asociado de las cuencas de Burgos y Veracruz.

En 2006 los descubrimientos de yacimientos de crudo 3P representaron 50% del total, o 481 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 485 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (2 billones 391 miles de millones de pies cúbicos).

Figura 11

**Descubrimientos 2006** 

Descubrimientos al 31 de diciembre de 2006  
Millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Principales descubrimientos marinos**

Durante 2006 los descubrimientos de aceite ascendieron a 79 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas y a 341 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, provenientes de la perforación de los pozos Homol-101, Yaxché-101, Ayatsil-1 y Onel-1 en cuencas del Sureste.

Las reservas probadas de gas natural descubiertas se ubicaron en 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en 376 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, derivado de la perforación de los pozos Lakach-1 y Noxal-1 en cuencas de aguas profundas, y Tabscoob-101 en cuencas del Sureste.

Es importante destacar el descubrimiento del campo Lakach en aguas profundas con tirantes de agua de alrededor de mil metros, ya que se ubica como el campo de gas húmedo no asociado más grande descubierto en aguas territoriales del Golfo de México y el cuarto campo de gas (seco o húmedo) descubierto a la fecha en el país, en términos de reservas 3P.

**Principales descubrimientos terrestres**

En 2006 los principales descubrimientos terrestres aportaron 13 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas y 139 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P mediante los pozos Kali-1 y Nelash-1 en las Cuencas del Sureste, y Mocarroca-1 en la Cuenca de Veracruz.

Las reservas probadas de gas natural descubiertas ascendieron a 26 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las reservas 3P a 109 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (528 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), correspondientes a yacimientos de gas no asociado provenientes principalmente de los pozos Mareógrafo-1, en la Cuenca de Burgos; Fresnel-1 en la Cuenca de Veracruz y Cobra-1 en Cuencas del Sureste.

**Delimitaciones**

Las delimitaciones se refieren a incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos delimitadores.

En 2006 las reservas probadas disminuyeron 7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas 2P, incrementaron en 39 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P las reservas disminuyeron en 48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto por efecto de la delimitación de los campos Pohp y Tson.

**Revisiones**

Las revisiones son el resultado del comportamiento presión-producción de los yacimientos, actualización de los modelos geofísicos, geológicos y de simulación numérica de flujo, variación de los precios de hidrocarburos y costos de producción.

En 2006 las revisiones tuvieron un efecto a la baja. La reserva 3P se redujo 512 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Las principales reducciones se concentraron en los campos Wayil, Magallanes-Tucán-Pajonal y Arenque. Por otro lado, se tuvieron incrementos importantes en los campos Yagual, Tepeyil, Sunuapa y Caan.

Las reservas 2P y 1P también se redujeron en 487 y 519 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En términos de reserva probada, las principales reducciones por revisiones se observaron en los campos Samaria, Ogarrio, Iride y Arenque, al incorporarse nueva información del comportamiento de los yacimientos. Por otro lado, los campos Caan, Nohoch, Puerto Ceiba y Apertura tuvieron incrementos en reservas probadas aunque de menor magnitud a los decrementos de los campos ya mencionados.

**Desarrollos**

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo.

En 2006 los desarrollos tuvieron un efecto positivo en el balance total de reservas. La reserva 3P se incrementó en 171 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, originado principalmente en los campos Bolontikú, May, Kab e Ixtal.

Las reservas 2P y 1P se incrementaron en 168 y mil 6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En términos de reserva probada, los incrementos se debieron principalmente al desarrollo de los campos Ku, Maloob, Jujo-Tecominoacán, Ixtal, Zaap y Sinán que agregaron en conjunto 886 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

**Producción**

En 2006 la producción alcanzó mil 618 millones de barriles petróleo crudo equivalente.

**Balance de la reserva probada al cierre de 2006**

La variación en la reserva probada muestra un comportamiento estable, con crecimientos atribuibles a los descubrimientos realizados y a los desarrollos en campos ya existentes, a pesar de algunas revisiones negativas. La variación registrada en 2006 fue la menor de los últimos 5 años.

**Tasa de restitución por descubrimientos**

La tasa de restitución por descubrimientos se define como el cociente de dividir la reserva (1P, 2P o 3P) descubierta en un periodo determinado, entre la producción correspondiente al mismo periodo, sin considerar otros elementos como son los desarrollos, delimitaciones y revisiones.

En 2006 los descubrimientos 3P ascienden a 966 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Considerando los descubrimientos 3P y la producción durante 2006 de mil 618 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la tasa de restitución por descubrimientos 3P alcanza 59.7%. En 2005 la tasa comparable fue de 59.2%.

En términos de gas natural, la tasa de restitución para reservas 3P se incrementó significativamente al situarse en 153.4%.

**Tasa de restitución integrada de reservas**

Si se consideran los descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones y se dividen entre la producción del periodo, se obtiene la tasa de restitución integrada. Bajo esta consideración, la tasa de restitución integrada para la reserva probada es de 41.0%, en tanto que, la tasa de restitución integrada de la reserva 3P es de 35.7%.

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

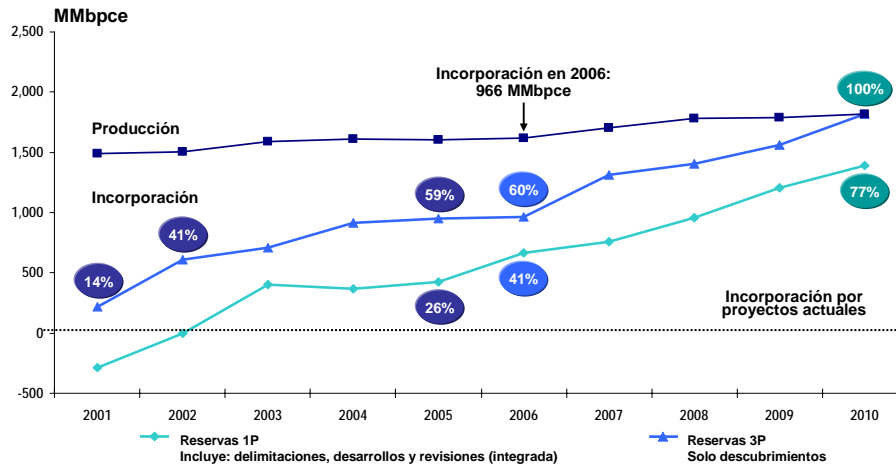
La tasa de restitución por actividad exploratoria se continuará incrementando gradualmente hasta alcanzar la meta de 100%, en un escenario de inversión promedio anual de al menos 2 mil millones de dólares para los próximos años.

De la misma manera, la tasa de restitución integrada 1P irá ascendiendo para alcanzar en el año 2010 un valor de 77%, si se considera una inversión promedio anual en explotación de 11 mil millones de dólares. En los próximos años la reclasificación de reservas probables a reservas probadas provendrá del desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligerio Marino y Chicontepec, así como actividades de delimitación.

Naturalmente que este escenario futuro corresponde a uno pronosticado 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 2006, así como a los niveles de inversión que se autoricen en la actividad exploratoria y de explotación.

Figura 12

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



**Futuro de la estrategia de exploración**

El énfasis en los esfuerzos de exploración ha sido en yacimientos localizados en cuencas conocidas. A partir de 2005 la estrategia ha sido reforzada con la ubicación de oportunidades exploratorias en zonas más allá de las tradicionalmente exploradas, que incluyen aguas profundas a partir de la adquisición e interpretación de información sísmica tridimensional.

Esto permite contar con 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, orientadas principalmente hacia gas no asociado y crudo ligero.

**Inversión en exploración**

De 2000 a 2006, el promedio anual de la inversión en exploración fue de aproximadamente 1.1 miles de millones de dólares. En el periodo 2007 a 2015 se estima que una inversión promedio anual de alrededor de al menos 2 mil millones de dólares permitirá alcanzar las metas de restitución de reservas por actividad exploratoria.

## Otros aspectos relevantes

<b>Pozos en aguas profundas</b>	Durante el periodo 2004-2006 se han adquirido 3,085 km de sísmica 2D y 12,735 km <sup>2</sup> de sísmica 3D, que ayudarán a determinar con mayor certidumbre los recursos prospectivos existentes en el Golfo de México Profundo. Asimismo, durante este periodo se han identificado 234 oportunidades exploratorias y perforado 4 pozos exploratorios.
<b>Perforación</b>	En 2006 se perforaron y terminaron 656 pozos, de los cuales 69 fueron exploratorios.
<b>Costos de extracción</b>	El costo de extracción en 2006 fue de US\$4.17 por barril de petróleo crudo equivalente, lo que representa una disminución de 2% respecto al costo de 2005 que fue de US\$4.24 por barril de petróleo crudo equivalente, principalmente como resultado de menores precios de gas natural utilizado para bombeo neumático.

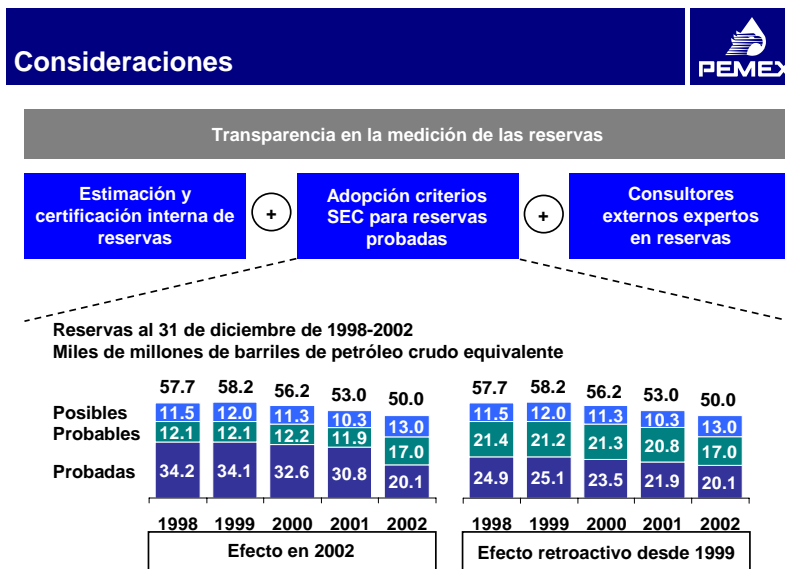
---

## Anexo

### Medición de reservas de hidrocarburos

<b>Sistema institucional de evaluación</b>	<p>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, de acuerdo de definiciones internacionales emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y por el World Petroleum Council (WPC). En el caso de la reserva probada, las definiciones corresponden a las de la Securities and Exchange Commission (SEC).</p> <p>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.</p>
<b>Adopción de criterios SEC para reservas probadas</b>	<p>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 estimación de la reserva total o 3P, sino que sólo modificó su composición disminuyendo las reservas probadas y aumentando las reservas probables y posibles.</p>

Figura 13



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Consultores externos**

Es importante mencionar también que, desde 1996, PEMEX ha venido certificando las reservas a través de 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 se encuentran en proceso de certificación las reservas al 31 de diciembre de 2006. Las compañías que están participando actualmente son Netherland, Sewell International, Ryder Scott y DeGolyer and MacNaughton, quienes continuarán certificando las reservas del país hasta 2008.

**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 el World Petroleum Council (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 14

		Volumen original de hidrocarburos total			
		Volumen original de hidrocarburos no descubierto	Volumen original de hidrocarburos descubierto		
			No económico	Económico	
Incertidumbre	No recuperable	P R o b a d a	C o n c i e n s i s	R e s e r v a s	P r o d u c c i ó n
	Estimación baja	Estimación baja	Estimación central	Probada + probable	
	Estimación alta	Estimación alta	Estimación alta	Probada + probable + posible	

DCF/RI, 16 de Marzo de 2006

**Definición de la SEC de reservas probadas**

Las reservas probadas de crudo y gas son las cantidades estimadas de crudo, gas natural, condensados y líquidos de planta, las cuales mediante datos geológicos y de ingeniería demuestran, con certidumbre razonable, que serán recuperadas en años futuros de reservas conocidas bajo condiciones económicas y operativas existentes, por ejemplo, precios y costos a la fecha de la estimación. Los precios incluyen consideraciones de cambios existentes proporcionados o arreglos contractuales, pero no se basan en condiciones futuras.

**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.

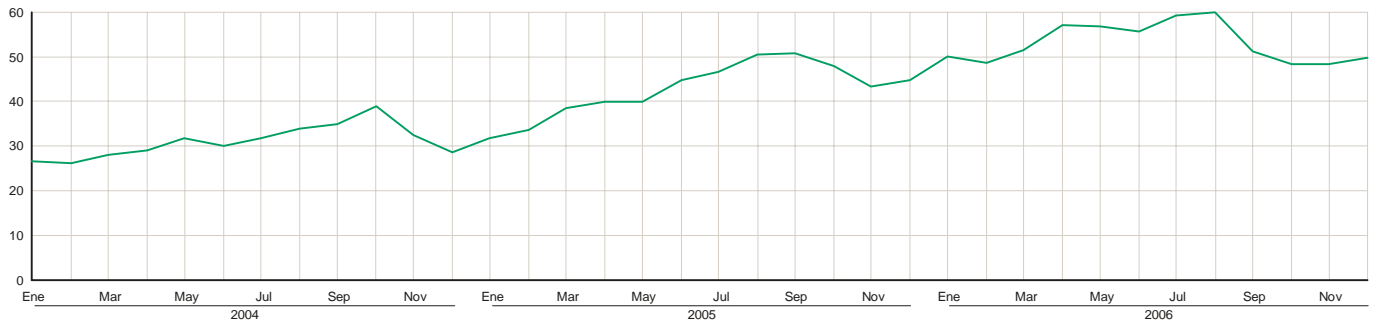
Las reservas probables son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50% 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% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

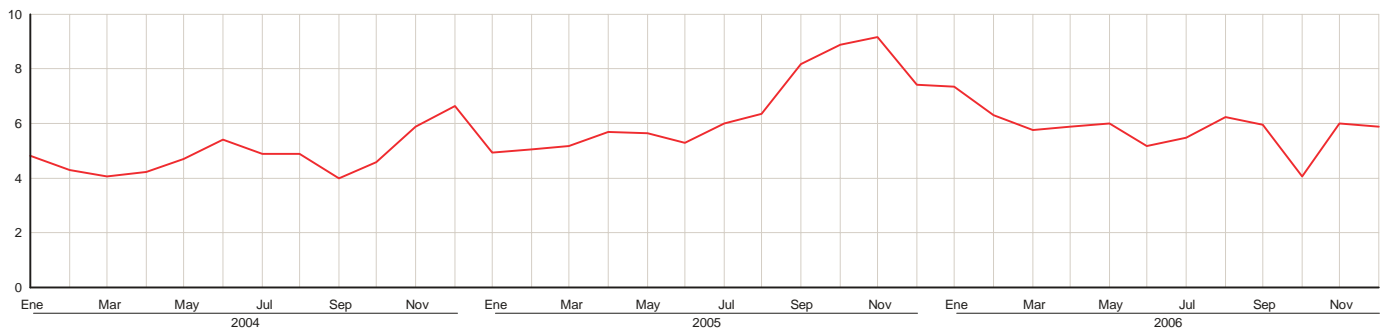


**Figura A1**  
Evolución histórica de los precios de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo

**Aceite crudo**  
Dólares por barril



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



<b>Cuadro A1</b>								
<b>Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias</b>								
<b>Composición de las reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2006</b>								
<b>Cuenca</b>	<b>Pozo</b>	<b>1P</b>		<b>2P</b>		<b>3P</b>		<b>Pce</b>
		<b>Crudo</b>	<b>Gas</b>	<b>Crudo</b>	<b>Gas</b>	<b>Crudo</b>	<b>Gas</b>	
<b>Campo</b>		<b>(MMb)</b>	<b>(MMMpc)</b>	<b>(MMb)</b>	<b>(MMMpc)</b>	<b>(MMb)</b>	<b>(MMMpc)</b>	<b>(MMb)</b>
<b>Total</b>		<b>66.2</b>	<b>548.4</b>	<b>158.1</b>	<b>1,180.6</b>	<b>340.5</b>	<b>2,999.1</b>	<b>966.1</b>
<b>Burgos</b>		<b>0.0</b>	<b>62.3</b>	<b>0.0</b>	<b>133.7</b>	<b>0.0</b>	<b>351.8</b>	<b>67.3</b>
Algodonero	Algodonero-1	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	30.7	5.6
Antiguo	Antiguo-7	0.0	3.0	0.0	7.4	0.0	11.6	2.1
Arcabuz	Arcabuz-560	0.0	8.8	0.0	21.8	0.0	43.7	9.6
Cachas	Cachas-1	0.0	3.6	0.0	8.3	0.0	12.5	2.3
Explorador	Explorador-115	0.0	3.4	0.0	8.0	0.0	17.1	3.1
Fogonero	Cheche-1	0.0	3.1	0.0	8.4	0.0	17.6	3.2
	Fogonero-101	0.0	3.2	0.0	7.2	0.0	18.2	3.3
General	General-8	0.0	18.9	0.0	21.5	0.0	40.4	7.3
Hidalgo	Hidalgo-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	2.2
Mareógrafo	Mareógrafo-1	0.0	11.3	0.0	36.6	0.0	113.9	21.1
Quintal	Quintal-1	0.0	2.8	0.0	2.8	0.0	19.3	4.3
Rosal	Rosal-2	0.0	1.6	0.0	2.3	0.0	4.0	0.7
Rusco	Rusco-1	0.0	2.5	0.0	7.1	0.0	11.2	2.5
<b>Sureste</b>		<b>62.9</b>	<b>129.9</b>	<b>154.4</b>	<b>311.6</b>	<b>302.8</b>	<b>779.4</b>	<b>487.6</b>
Ayatsil	Ayatsil-1	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1	8.5	70.8
Cobra	Cobra-1	1.6	16.4	5.1	49.6	5.1	49.6	17.5
Homol	Homol-101	6.8	50.8	6.8	50.8	42.3	315.4	118.5
Kali	Kali-1	0.0	0.0	35.2	76.2	39.6	88.9	61.4
Nelash	Nelash-1	5.6	16.4	15.2	44.8	22.1	65.1	40.2
Onel	Onel-1	27.1	32.4	49.7	63.1	49.7	63.1	65.1
Tabascoob	Tabascoob-101	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	140.9	27.1
Yaxché	Yaxché-101	21.8	13.9	42.4	27.1	74.9	47.9	87.0
<b>Veracruz</b>		<b>3.3</b>	<b>47.7</b>	<b>3.7</b>	<b>62.4</b>	<b>37.7</b>	<b>145.9</b>	<b>62.0</b>
Enispe	Enispe-1	0.0	9.6	0.0	9.6	0.0	9.6	1.8
Lizamba	Fresnel-1	0.0	25.7	0.0	40.5	0.0	105.0	20.2
Perdiz	Mocarroca-1	3.3	1.7	3.7	1.7	37.7	19.5	37.7
Romarik	Romarik-1	0.0	1.7	0.0	1.7	0.0	2.9	0.6
Rosenblu	Rosenblu-1	0.0	8.9	0.0	8.9	0.0	8.9	1.7
<b>Aguas Profundas</b>		<b>0.0</b>	<b>308.5</b>	<b>0.0</b>	<b>672.9</b>	<b>0.0</b>	<b>1,722.0</b>	<b>349.3</b>
Lakach	Lakach-1	0.0	308.5	0.0	672.9	0.0	1,301.8	268.5
Noxal	Noxal-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	420.2	80.8

Cuadro A2

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2006**

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)		(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
Totales (3P)	291,325	247,562	45,376	31,909	941	3,417	9,109	63,045	47,368
Probadas	146,232	174,315	15,514	11,048	608	1,193	2,665	18,957	13,856
Probables	83,166	39,910	15,257	11,034	159	1,071	2,994	20,486	15,568
2P	229,398	214,225	30,772	22,081	767	2,264	5,658	39,443	29,424
Posibles	61,927	33,336	14,605	9,827	174	1,153	3,450	23,602	17,944

\* 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.

Cuadro A3

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Producción de hidrocarburos**

	2004		2005		2006		Acumulada al 31 de diciembre de 2006	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)
	<b>1,238</b>	<b>1,674</b>	<b>1,216</b>	<b>1,759</b>	<b>1,188</b>	<b>1,955</b>	<b>34,749</b>	<b>56,910</b>
Cantarell	782	289	743	278	657	262	12,331	5,006
Ku-Maloob-Zaap	111	58	117	61	147	74	2,208	1,159
Abkatún-Pol-Chuc	118	167	109	158	121	187	4,991	5,314
Litoral de Tabasco	24	54	35	81	52	125	294	649
Burgos	0	401	0	444	0	486	33	9,429
Poza Rica-Altamira	29	44	30	43	30	64	5,497	7,506
Veracruz	0	115	0	182	1	264	75	1,663
Bellota-Jujo	78	101	82	103	80	99	2,787	4,260
Cinco Presidentes	14	25	14	23	14	21	1,704	2,071
Macuspana	2	66	2	61	2	70	19	5,474
Muspac	13	204	12	164	12	135	1,661	9,045
Samaria-Luna	66	151	71	160	70	169	3,148	5,334

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

## Cuadro A4

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Reservas de hidrocarburos en 2006

Region	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos				Reserva remanente de gas		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta*	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
<b>Totales (3P)</b>	<b>291,324.7</b>	<b>247,561.9</b>	<b>45,376.3</b>	<b>31,908.8</b>	<b>941.2</b>	<b>3,417.5</b>	<b>9,108.9</b>	<b>63,045.2</b>	<b>47,367.9</b>
Marina Noreste	63,792.2	26,190.5	14,086.0	12,510.6	635.4	350.2	589.8	5,716.7	3,067.5
Marina Suroeste	22,799.4	28,763.0	4,647.0	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	7,961.9	6,048.5
Norte	166,046.7	122,167.7	20,397.0	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	38,910.0	30,564.5
Sur	38,686.4	70,440.7	6,246.3	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	10,456.6	7,687.3
<b>Probadas</b>	<b>146,231.6</b>	<b>174,315.0</b>	<b>15,514.2</b>	<b>11,047.6</b>	<b>608.3</b>	<b>1,193.5</b>	<b>2,664.8</b>	<b>18,957.3</b>	<b>13,855.8</b>
Marina Noreste	53,417.6	24,172.3	7,652.2	6,532.0	443.2	254.3	422.7	4,038.8	2,198.4
Marina Suroeste	16,275.3	18,659.7	1,627.2	1,038.0	68.1	161.1	360.0	2,643.7	1,872.6
Norte	40,180.5	64,776.4	1,846.4	888.9	18.2	106.4	832.9	4,856.4	4,331.8
Sur	36,358.3	66,706.6	4,388.4	2,588.7	78.9	671.6	1,049.2	7,418.4	5,452.9
<b>Probables</b>	<b>83,166.1</b>	<b>39,910.5</b>	<b>15,257.4</b>	<b>11,033.9</b>	<b>159.0</b>	<b>1,071.0</b>	<b>2,993.6</b>	<b>20,485.7</b>	<b>15,567.9</b>
Marina Noreste	1,106.7	255.0	3,690.1	3,444.7	103.1	53.5	88.8	863.0	462.1
Marina Suroeste	2,763.2	3,320.8	1,116.0	744.2	36.8	81.0	254.0	1,706.4	1,320.8
Norte	77,890.0	33,622.8	9,221.6	6,099.7	9.5	751.9	2,360.5	15,874.2	12,276.8
Sur	1,406.2	2,711.8	1,229.7	745.3	9.5	184.6	290.3	2,042.2	1,508.2
<b>2P</b>	<b>229,397.7</b>	<b>214,225.5</b>	<b>30,771.6</b>	<b>22,081.4</b>	<b>767.3</b>	<b>2,264.5</b>	<b>5,658.4</b>	<b>39,443.0</b>	<b>29,423.6</b>
Marina Noreste	54,524.3	24,427.3	11,342.3	9,976.7	546.3	307.8	511.5	4,901.8	2,660.5
Marina Suroeste	19,038.4	21,980.6	2,743.2	1,782.2	104.9	242.1	614.0	4,350.0	3,193.4
Norte	118,070.5	98,399.2	11,068.0	6,988.6	27.7	858.3	3,193.4	20,730.6	16,608.6
Sur	37,764.5	69,418.5	5,618.1	3,334.0	88.4	856.2	1,339.5	9,460.6	6,961.1
<b>Posibles</b>	<b>61,927.1</b>	<b>33,336.4</b>	<b>14,604.7</b>	<b>9,827.3</b>	<b>173.9</b>	<b>1,153.0</b>	<b>3,450.4</b>	<b>23,602.2</b>	<b>17,944.2</b>
Marina Noreste	9,268.0	1,763.2	2,743.7	2,533.9	89.1	42.4	78.3	814.9	407.0
Marina Suroeste	3,761.0	6,782.4	1,903.8	1,118.8	70.5	165.6	549.0	3,611.9	2,855.1
Norte	47,976.2	23,768.5	9,328.9	5,780.8	11.7	853.1	2,683.3	18,179.4	13,955.9
Sur	921.9	1,022.3	628.2	393.9	2.6	91.9	139.9	996.0	726.3

\* 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.

Cuadro A5

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste en 2006									
Campo	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta*	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
<b>Totales (3P)</b>	<b>63,792.2</b>	<b>26,190.5</b>	<b>14,086.0</b>	<b>12,510.6</b>	<b>635.4</b>	<b>350.2</b>	<b>589.8</b>	<b>5,716.7</b>	<b>3,067.5</b>
Cantarell	38,733.4	18,249.7	7,928.2	6,975.7	352.1	222.2	378.2	3,608.3	1,967.1
Ku-Maloob-Zaap	25,058.8	7,940.7	6,157.8	5,534.9	283.3	128.1	211.6	2,108.4	1,100.5
<b>Probadas</b>	<b>53,417.6</b>	<b>24,172.3</b>	<b>7,652.2</b>	<b>6,532.0</b>	<b>443.2</b>	<b>254.3</b>	<b>422.7</b>	<b>4,038.8</b>	<b>2,198.4</b>
Cantarell	38,193.7	18,002.9	5,081.7	4,360.2	269.8	169.3	282.3	2,722.6	1,468.3
Ku-Maloob-Zaap	15,223.8	6,169.4	2,570.6	2,171.8	173.3	85.0	140.4	1,316.2	730.2
<b>Probables</b>	<b>1,106.7</b>	<b>255.0</b>	<b>3,690.1</b>	<b>3,444.7</b>	<b>103.1</b>	<b>53.5</b>	<b>88.8</b>	<b>863.0</b>	<b>462.1</b>
Cantarell	0.0	3.2	1,317.4	1,222.7	34.7	22.5	37.6	357.8	195.3
Ku-Maloob-Zaap	1,106.7	251.8	2,372.7	2,221.9	68.5	31.0	51.3	505.2	266.7
<b>2P</b>	<b>54,524.3</b>	<b>24,427.3</b>	<b>11,342.3</b>	<b>9,976.7</b>	<b>546.3</b>	<b>307.8</b>	<b>511.5</b>	<b>4,901.8</b>	<b>2,660.5</b>
Cantarell	38,193.7	18,006.1	6,399.1	5,582.9	304.5	191.8	319.9	3,080.4	1,663.6
Ku-Maloob-Zaap	16,330.5	6,421.2	4,943.2	4,393.7	241.8	116.0	191.7	1,821.4	996.9
<b>Posibles</b>	<b>9,268.0</b>	<b>1,763.2</b>	<b>2,743.7</b>	<b>2,533.9</b>	<b>89.1</b>	<b>42.4</b>	<b>78.3</b>	<b>814.9</b>	<b>407.0</b>
Cantarell	539.6	243.7	1,529.1	1,392.8	47.6	30.4	58.3	527.9	303.5
Ku-Maloob-Zaap	8,728.3	1,519.6	1,214.5	1,141.1	41.5	12.0	19.9	287.0	103.5

\* 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.

Cuadro A6

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste en 2006									
Campo	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta*	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
<b>Totales (3P)</b>	<b>22,799.4</b>	<b>28,763.0</b>	<b>4,647.0</b>	<b>2,900.9</b>	<b>175.4</b>	<b>407.6</b>	<b>1,163.0</b>	<b>7,961.9</b>	<b>6,048.5</b>
Abkatún-Pol-Chuc	16,494.8	16,249.5	1,539.4	1,105.0	63.1	138.7	232.6	1,899.5	1,209.6
Litoral de Tabasco	6,304.7	12,513.5	3,107.5	1,796.0	112.3	268.9	930.4	6,062.4	4,838.9
<b>Probadas</b>	<b>16,275.3</b>	<b>18,659.7</b>	<b>1,627.2</b>	<b>1,038.0</b>	<b>68.1</b>	<b>161.1</b>	<b>360.0</b>	<b>2,643.7</b>	<b>1,872.6</b>
Abkatún-Pol-Chuc	13,776.2	13,994.0	845.5	571.8	37.5	87.8	148.5	1,212.9	772.2
Litoral de Tabasco	2,499.1	4,665.7	781.8	466.2	30.6	73.3	211.6	1,430.7	1,100.4
<b>Probables</b>	<b>2,763.2</b>	<b>3,320.8</b>	<b>1,116.0</b>	<b>744.2</b>	<b>36.8</b>	<b>81.0</b>	<b>254.0</b>	<b>1,706.4</b>	<b>1,320.8</b>
Abkatún-Pol-Chuc	1,143.8	728.9	324.0	267.0	10.4	17.6	29.0	243.5	150.7
Litoral de Tabasco	1,619.4	2,592.0	792.0	477.2	26.4	63.4	225.0	1,462.8	1,170.1
<b>2P</b>	<b>19,038.4</b>	<b>21,980.6</b>	<b>2,743.2</b>	<b>1,782.2</b>	<b>104.9</b>	<b>242.1</b>	<b>614.0</b>	<b>4,350.0</b>	<b>3,193.4</b>
Abkatún-Pol-Chuc	14,920.0	14,722.9	1,169.4	838.8	47.9	105.3	177.4	1,456.5	922.9
Litoral de Tabasco	4,118.4	7,257.7	1,573.8	943.4	57.0	136.8	436.6	2,893.6	2,270.5
<b>Posibles</b>	<b>3,761.0</b>	<b>6,782.4</b>	<b>1,903.8</b>	<b>1,118.8</b>	<b>70.5</b>	<b>165.6</b>	<b>549.0</b>	<b>3,611.9</b>	<b>2,855.1</b>
Abkatún-Pol-Chuc	1,574.8	1,526.6	370.0	266.2	15.2	33.4	55.1	443.0	286.7
Litoral de Tabasco	2,186.2	5,255.8	1,533.8	852.6	55.3	132.1	493.8	3,168.9	2,568.4

\* 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.

## Cuadro A7

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Norte en 2006									
Campo	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta*	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
<b>Totales (3P)</b>	<b>166,046.7</b>	<b>122,167.7</b>	<b>20,397.0</b>	<b>12,769.4</b>	<b>39.4</b>	<b>1,711.4</b>	<b>5,876.7</b>	<b>38,910.0</b>	<b>30,564.5</b>
Burgos	142.3	20,952.6	1,114.6	2.2	36.9	99.0	976.5	5,374.0	5,078.6
Poza Rica-Altamira	164,899.6	96,397.4	18,974.3	12,720.2	0.0	1,605.4	4,648.7	32,184.8	24,177.6
Veracruz	1,004.9	4,817.7	308.0	46.9	2.5	7.0	251.5	1,351.3	1,308.2
<b>Probadas</b>	<b>40,180.5</b>	<b>64,776.4</b>	<b>1,846.4</b>	<b>888.9</b>	<b>18.2</b>	<b>106.4</b>	<b>832.9</b>	<b>4,856.4</b>	<b>4,331.8</b>
Burgos	130.0	16,216.1	459.5	0.7	16.4	44.1	398.3	2,199.6	2,071.8
Poza Rica-Altamira	39,289.2	44,086.2	1,149.3	879.8	0.0	57.3	212.2	1,482.7	1,103.6
Veracruz	761.3	4,474.1	237.6	8.4	1.7	5.0	222.4	1,174.2	1,156.5
<b>Probables</b>	<b>77,890.0</b>	<b>33,622.8</b>	<b>9,221.6</b>	<b>6,099.7</b>	<b>9.5</b>	<b>751.9</b>	<b>2,360.5</b>	<b>15,874.2</b>	<b>12,276.8</b>
Burgos	8.6	1,976.1	275.2	0.8	9.4	25.2	239.9	1,320.3	1,247.8
Poza Rica-Altamira	77,862.3	31,613.8	8,937.2	6,094.4	0.0	726.4	2,116.4	14,529.7	11,007.1
Veracruz	19.2	33.0	9.2	4.5	0.1	0.3	4.2	24.2	21.8
<b>2P</b>	<b>118,070.5</b>	<b>98,399.2</b>	<b>11,068.0</b>	<b>6,988.6</b>	<b>27.7</b>	<b>858.3</b>	<b>3,193.4</b>	<b>20,730.6</b>	<b>16,608.6</b>
Burgos	138.6	18,192.1	734.8	1.5	25.8	69.2	638.3	3,519.8	3,319.6
Poza Rica-Altamira	117,151.5	75,700.0	10,086.5	6,974.2	0.0	783.7	2,328.6	16,012.4	12,110.7
Veracruz	780.5	4,507.1	246.7	12.9	1.9	5.4	226.6	1,198.4	1,178.3
<b>Posibles</b>	<b>47,976.2</b>	<b>23,768.5</b>	<b>9,328.9</b>	<b>5,780.8</b>	<b>11.7</b>	<b>853.1</b>	<b>2,683.3</b>	<b>18,179.4</b>	<b>13,955.9</b>
Burgos	3.7	2,760.4	379.9	0.7	11.1	29.8	338.2	1,854.2	1,759.0
Poza Rica-Altamira	47,748.1	20,697.4	8,887.8	5,746.0	0.0	821.6	2,320.1	16,172.4	12,066.9
Veracruz	224.4	310.7	61.2	34.0	0.6	1.7	25.0	152.8	130.0

\* 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.

## Cuadro A8

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur en 2006									
Campo	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Condensado	Líquidos de planta*	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
<b>Totales (3P)</b>	<b>38,686.4</b>	<b>70,440.7</b>	<b>6,246.3</b>	<b>3,727.9</b>	<b>91.0</b>	<b>948.1</b>	<b>1,479.4</b>	<b>10,456.6</b>	<b>7,687.3</b>
Bellota-Jujo	11,216.0	14,361.9	1,770.8	1,139.9	49.6	236.3	345.0	2,586.0	1,794.2
Cinco Presidentes	6,897.8	6,896.2	424.0	330.5	0.0	39.5	54.0	445.7	281.0
Macuspana	358.4	8,853.2	398.7	83.8	1.2	91.1	222.7	1,432.9	1,153.4
Muspac	6,793.1	24,169.1	814.7	272.5	14.3	210.4	317.5	2,204.4	1,652.1
Samaria-Luna	13,421.2	16,160.3	2,838.1	1,901.2	25.9	370.8	540.2	3,787.7	2,806.6
<b>Probadas</b>	<b>36,358.3</b>	<b>66,706.6</b>	<b>4,388.4</b>	<b>2,588.7</b>	<b>78.9</b>	<b>671.6</b>	<b>1,049.2</b>	<b>7,418.4</b>	<b>5,452.9</b>
Bellota-Jujo	10,862.9	13,803.0	1,530.2	974.2	45.6	207.8	302.5	2,275.4	1,573.1
Cinco Presidentes	6,752.3	6,535.4	183.7	143.2	0.0	17.1	23.4	199.9	121.7
Macuspana	209.4	7,768.0	154.9	25.4	1.1	22.7	105.7	616.2	545.0
Muspac	6,600.9	23,519.4	500.1	133.5	10.8	144.7	211.1	1,484.1	1,099.0
Samaria-Luna	11,932.7	15,080.8	2,019.5	1,312.3	21.4	279.4	406.5	2,842.9	2,114.1
<b>Probables</b>	<b>1,406.2</b>	<b>2,711.8</b>	<b>1,229.7</b>	<b>745.3</b>	<b>9.5</b>	<b>184.6</b>	<b>290.3</b>	<b>2,042.2</b>	<b>1,508.2</b>
Bellota-Jujo	308.0	508.8	208.0	149.2	3.4	22.6	32.9	241.2	170.9
Cinco Presidentes	93.4	233.5	112.4	87.1	0.0	10.7	14.7	115.4	76.2
Macuspana	107.1	573.7	150.4	42.0	0.0	37.0	71.4	483.8	371.3
Muspac	168.4	547.3	128.8	44.7	1.7	31.7	50.8	345.6	264.1
Samaria-Luna	729.2	848.5	630.0	422.5	4.4	82.6	120.6	856.0	625.6
<b>2P</b>	<b>37,764.5</b>	<b>69,418.5</b>	<b>5,618.1</b>	<b>3,334.0</b>	<b>88.4</b>	<b>856.2</b>	<b>1,339.5</b>	<b>9,460.6</b>	<b>6,961.1</b>
Bellota-Jujo	11,170.9	14,311.8	1,738.2	1,123.4	49.0	230.4	335.3	2,516.6	1,744.0
Cinco Presidentes	6,845.8	6,768.9	296.2	230.3	0.0	27.8	38.1	315.3	197.9
Macuspana	316.5	8,341.7	305.3	67.4	1.2	59.7	177.1	1,100.0	916.4
Muspac	6,769.3	24,066.7	628.9	178.1	12.5	176.3	261.9	1,829.7	1,363.1
Samaria-Luna	12,661.9	15,929.3	2,649.5	1,734.8	25.7	362.0	527.1	3,698.9	2,739.7
<b>Posibles</b>	<b>921.9</b>	<b>1,022.3</b>	<b>628.2</b>	<b>393.9</b>	<b>2.6</b>	<b>91.9</b>	<b>139.9</b>	<b>996.0</b>	<b>726.3</b>
Bellota-Jujo	45.1	50.1	32.6	16.4	0.6	5.9	9.6	69.3	50.2
Cinco Presidentes	52.0	127.3	127.9	100.2	0.0	11.7	16.0	130.4	83.1
Macuspana	41.8	511.5	93.4	16.4	0.0	31.4	45.6	332.9	237.1
Muspac	23.7	102.4	185.8	94.4	1.7	34.1	55.6	374.6	289.0
Samaria-Luna	759.3	231.0	188.6	166.4	0.2	8.8	13.1	88.8	66.9

## Cuadro A9

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Producción de hidrocarburos por región**

Región	2004		2005		2006		Acumulada al 31 de diciembre de 2006	
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
<b>Marina Noreste</b>	<b>1,237.8</b>	<b>1,673.7</b>	<b>1,216.4</b>	<b>1,758.6</b>	<b>1,188.3</b>	<b>1,955.0</b>	<b>34,749.4</b>	<b>56,910.1</b>
<b>Marina Noreste</b>	<b>893.3</b>	<b>346.8</b>	<b>860.3</b>	<b>338.6</b>	<b>804.7</b>	<b>335.9</b>	<b>14,540.0</b>	<b>6,164.8</b>
Cantarell	781.9	288.8	742.9	277.6	657.3	262.0	12,331.5	5,005.6
Ku-Maloob-Zaap	111.4	58.0	117.4	61.0	147.4	73.9	2,208.5	1,159.2
<b>Marina Suroeste</b>	<b>142.1</b>	<b>220.6</b>	<b>144.6</b>	<b>239.0</b>	<b>173.4</b>	<b>312.5</b>	<b>5,285.3</b>	<b>5,963.1</b>
Abkatún-Pol-Chuc	117.8	167.0	109.4	157.6	121.2	187.1	4,991.0	5,314.3
Litoral de Tabasco	24.3	53.6	35.2	81.4	52.2	125.4	294.3	648.8
<b>Norte</b>	<b>29.4</b>	<b>559.2</b>	<b>30.2</b>	<b>669.9</b>	<b>30.8</b>	<b>813.1</b>	<b>5,605.1</b>	<b>18,597.5</b>
Burgos	0.0	400.6	0.0	444.3	0.0	485.5	33.3	9,428.7
Poza Rica-Altamira	29.1	43.7	29.8	43.4	30.3	63.5	5,497.3	7,506.0
Veracruz	0.3	114.8	0.4	182.2	0.5	264.0	74.5	1,662.9
<b>Sur</b>	<b>173.0</b>	<b>547.2</b>	<b>181.2</b>	<b>511.1</b>	<b>179.3</b>	<b>493.5</b>	<b>9,319.0</b>	<b>26,184.6</b>
Bellota-Jujo	77.7	101.2	81.8	102.9	80.0	99.1	2,787.5	4,260.4
Cinco Presidentes	13.8	24.8	14.2	22.9	14.4	20.7	1,703.8	2,070.8
Macuspana	1.8	65.8	1.8	61.1	2.4	70.4	19.2	5,474.4
Muspac	13.2	204.3	12.1	164.0	12.2	134.5	1,660.6	9,044.6
Samaria-Luna	66.5	151.1	71.3	160.2	70.3	168.9	3,147.8	5,334.4

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

Si desea contactarnos o ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, favor de llamar o mandar un correo a:

Teléfono: (52 55) 1944 9700  
Buzón de voz: (52 55) 1944 2500 ext. 59412

[ri@dcf.pemex.com](mailto:ri@dcf.pemex.com)

Celina Torres  
ctorresu@dcf.pemex.com

Andrés Brüggmann  
abruggmann@dcf.pemex.com

Rebeca González  
rgonzalez@dcf.pemex.com

Armando Acosta  
aacosta@dcf.pemex.com

Elizabeth Osman  
eosman@dcf.pemex.com

Guillermo Regalado  
gregalado@dcf.pemex.com

Paulina Nieto  
pnietob@dcf.pemex.com

**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. También se pueden realizar proyecciones a futuro en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y a la Securities and Exchange Commission (SEC), en nuestro reporte anual, en circulares de ofertas y prospectos, en declaraciones a la prensa y en otro tipo de materiales escritos así como en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados.*

*Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:*

- actividades de exploración y producción,
- actividades de importación y exportación, y
- proyecciones de inversión y otros costos, objetivos, ingresos y liquidez, etc.

*Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera de nuestro control. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:*

- cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural,
- efectos causados por nuestra competencia,
- limitaciones en nuestro acceso a recursos financieros en términos competitivos,
- eventos políticos o económicos en México,
- desempeño del sector energético, y
- cambios en la regulación.

*Por ello, se debe tener cautela al utilizar las proyecciones a futuro. En cualquier circunstancia estas declaraciones solamente se refieren a su fecha de elaboración y no tenemos obligación alguna de actualizar o revisar cualquiera de ellas, ya sea por nueva información, eventos futuros, entre otros. Estos riesgos e incertidumbres están detallados en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada en la SEC ([www.sec.gov](http://www.sec.gov)) y el prospecto de PEMEX registrado ante la 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 SEC permite que, en sus reportes, 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 nuestro portal [www.pemex.com](http://www.pemex.com) o en Marina Nacional 329 Piso 38 Col. Huasteca, Cd. de México, 11311 o en el (52 55) 1944 9700. Esta forma puede también obtenerla directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.*