

16 de marzo de 2006

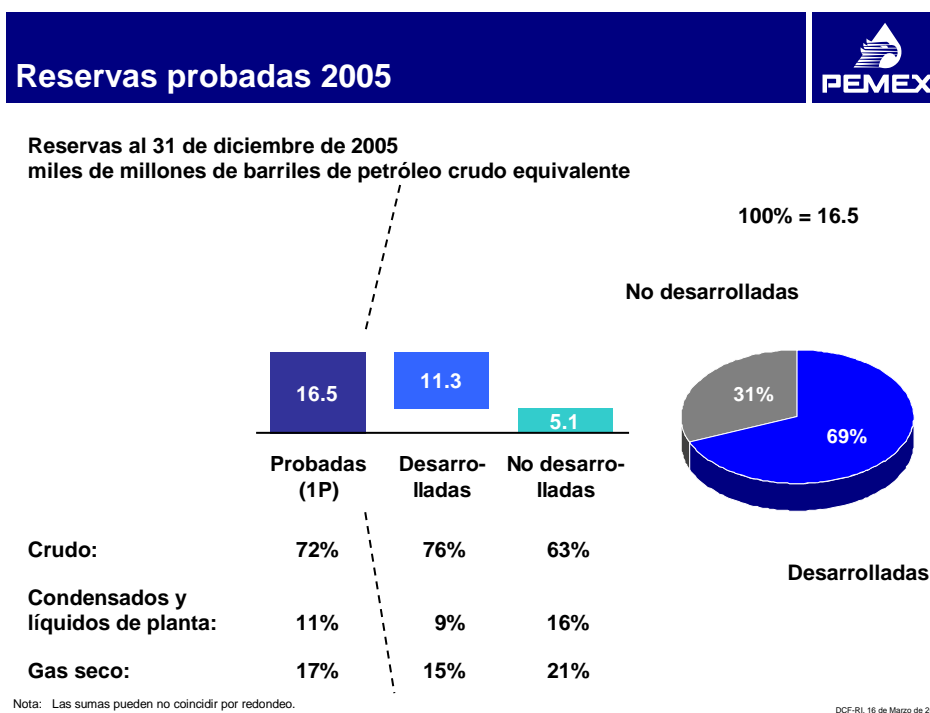
Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2005

Salvaguarda	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.
Nota precautoria	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 los reportes enviados a esta institución. Los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F, disponible también de nuestra página de Internet www.pemex.com .

Estimación

Reservas probadas al cierre de 2005	<p>Los resultados obtenidos al 31 de diciembre de 2005, muestran que PEMEX cuenta con reservas probadas por 16 mil 470 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales el 72 por ciento corresponde a crudo; 11 por ciento a condensados y líquidos de planta; y el restante 17 por ciento a gas seco equivalente a líquido.</p> <p>Del total de reservas probadas, 11 mil 326 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, o 69 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. Las más importantes reservas bajo esta denominación se encuentran situadas en las regiones marinas y en la Región Sur, esta última en la porción terrestre del Sureste Mexicano. Como se ha venido informando, 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.</p> <p>El 31 por ciento de las reservas probadas o 5 mil 144 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. Entre los campos más importantes se encuentran Akal, Maloob, Samaria, Jujo-Tecominoacán, Zaap, Sihil, Iride, Cunduacán y Ku, entre otros.</p>
--	--

Figura 1



Reservas probables y posibles al cierre de 2005

Las reservas probables se sitúan en 15 mil 789 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 32 mil 258 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los volúmenes de reservas probables se localizan principalmente en los campos Akal, Ku, Maloob, Zaap y Chicontepec.

Las reservas posibles alcanzaron 14 mil 159 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 46 mil 418 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los campos más destacados en esta categoría son Chicontepec, Akal, Maloob y May, entre otros.

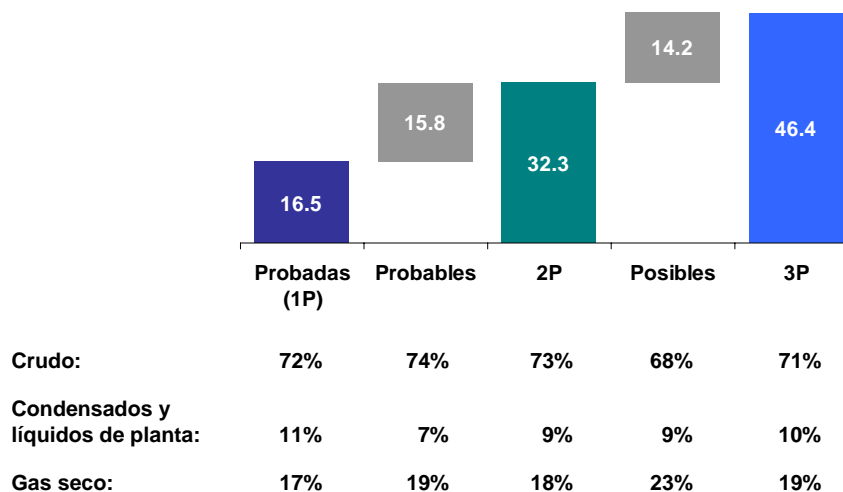
La composición de la reserva 3P corresponde a 71 por ciento de crudo, 10 por ciento de condensados y líquidos de planta y 19 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Figura 2

Reservas 3P 2005



Reservas al 31 de diciembre de 2005
miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Reservas de crudo

Las reservas probadas de crudo reportadas al 31 de diciembre de 2005, se sitúan en 11 mil 814 millones de barriles, de los cuales el 64 por ciento es crudo pesado, 30 por ciento es crudo ligero y el 6 por ciento restante es crudo superligero.

Es conveniente recordar que en PEMEX se tiene estipulado 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.

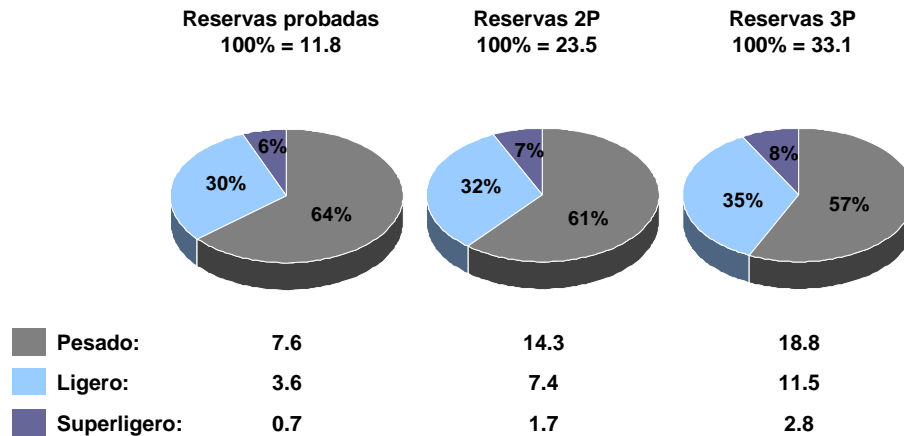
Al 31 de diciembre de 2005, la reserva 3P de crudo alcanzó 33 mil 093 millones de barriles, de los cuales el 57 por ciento corresponde a crudo pesado, 35 por ciento a crudo ligero y el restante 8 por ciento a crudo superligero.

Figura 3

Composición de las reservas de crudo



Reservas de crudo al 31 de diciembre de 2005
miles de millones de barriles



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

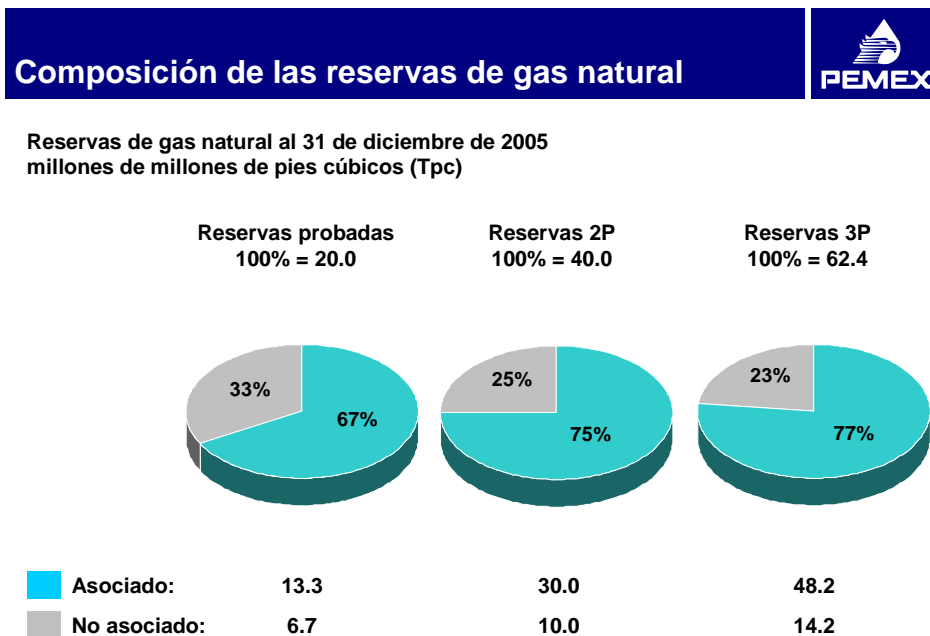
DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 19,957 miles de millones de pies cúbicos, de las cuales 67 por ciento corresponden a gas asociado y 33 por ciento a gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 62,355 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 77 por ciento corresponden a gas asociado y el 23 por ciento 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



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

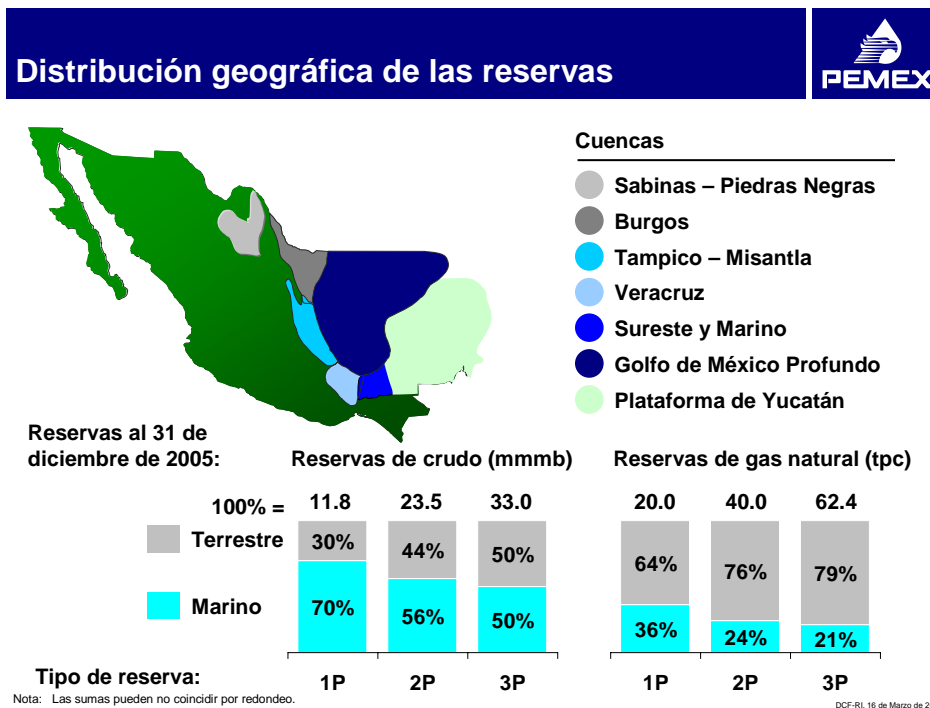
DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Reservas marinas y terrestres

El 70 por ciento de las reservas probadas de crudo se ubican en regiones marinas y el 30 por ciento restante en regiones terrestres. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, el 64 por ciento se ubica en regiones terrestres y el 36 por ciento en regiones marinas.

Por otro lado, el 50 por ciento de las reservas 3P de crudo se ubican en regiones marinas y el 50 por ciento restante en regiones terrestres. Asimismo, el 79 por ciento de las reservas 3P de gas natural se ubica en regiones terrestres y el 21 por ciento restante en regiones marinas.

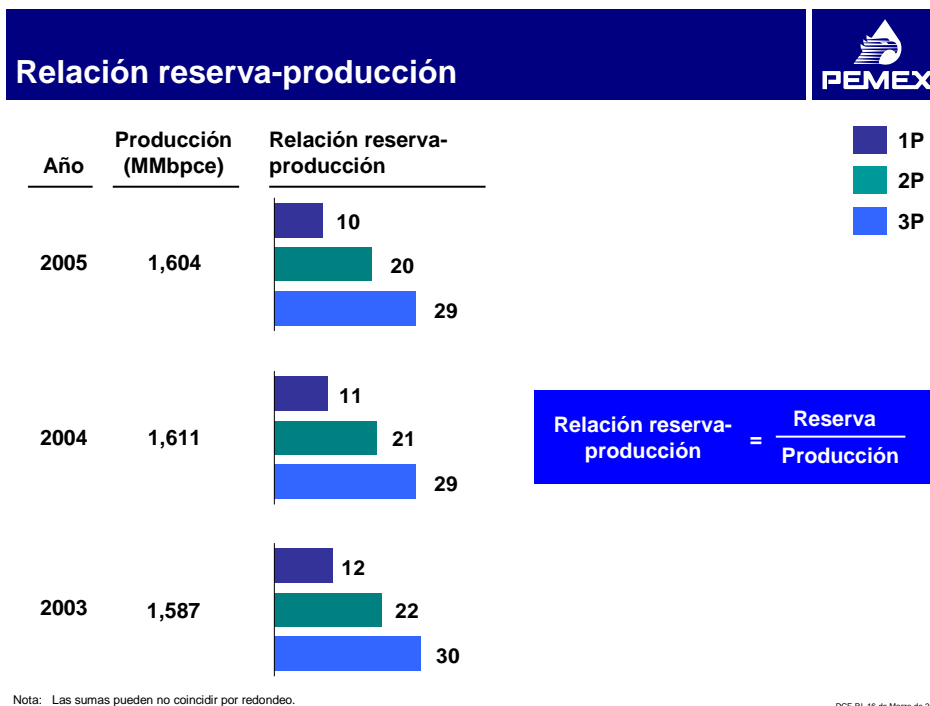
Figura 5



Relación reserva-producción

La relación reserva-producción, es decir, el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 31 de diciembre de 2005 entre la producción de 2005, es de 29 años para la reserva 3P, 20 años para la reserva 2P y 10 años para la reserva probada. A excepción de la reserva-producción 3P que se mantuvo igual que en el año 2004, la 1P y 2P bajaron, en cada caso, un año de vida comparado con el mismo indicador al cierre de 2004.

Figura 6



Evolución

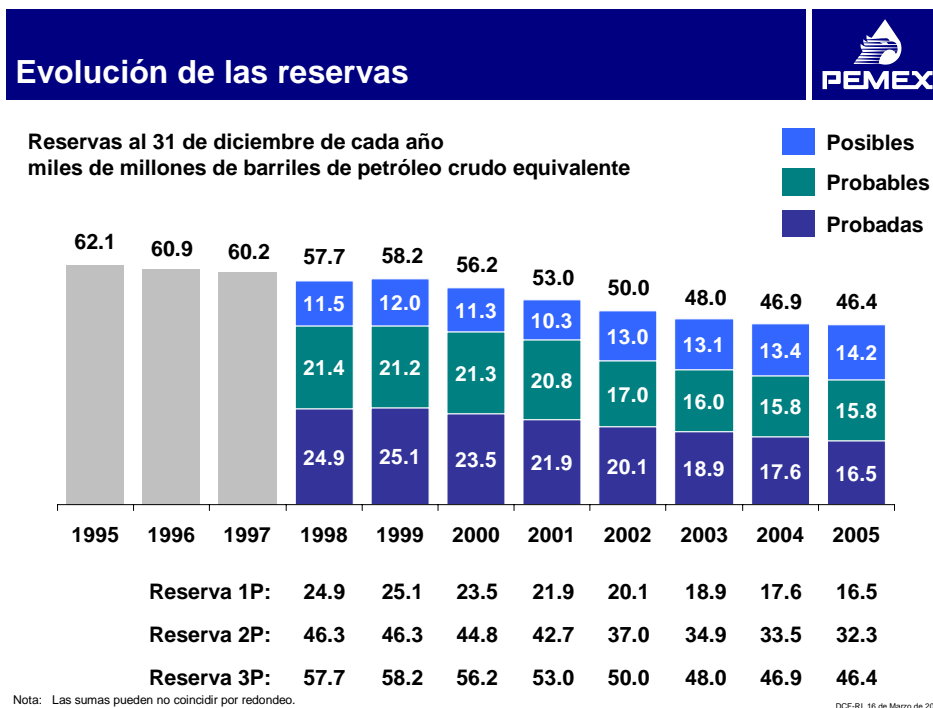
Evolución de las reservas

El cambio en las reservas 3P se explica por volumen de producción de hidrocarburos, la actividad exploratoria, revisiones, desarrollos y delimitaciones de campos existentes. A partir del año 2000, PEMEX ha aumentado su inversión en exploración, 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 2004, la tasa anual de declinación de la reserva 3P ha disminuido de 5 por ciento a 2 por ciento.

En 2002, derivado de la adopción de criterios de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC) para la definición de reservas probadas, las reservas fueron reclasificadas y su estimación se aplicó de manera retroactiva desde 1998. 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.

De 2004 a 2005, la disminución de las reservas 3P fue de 497 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel de reservas probadas, o 1P, la disminución fue de 1,180 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Figura 7



Evolución de las reservas de crudo

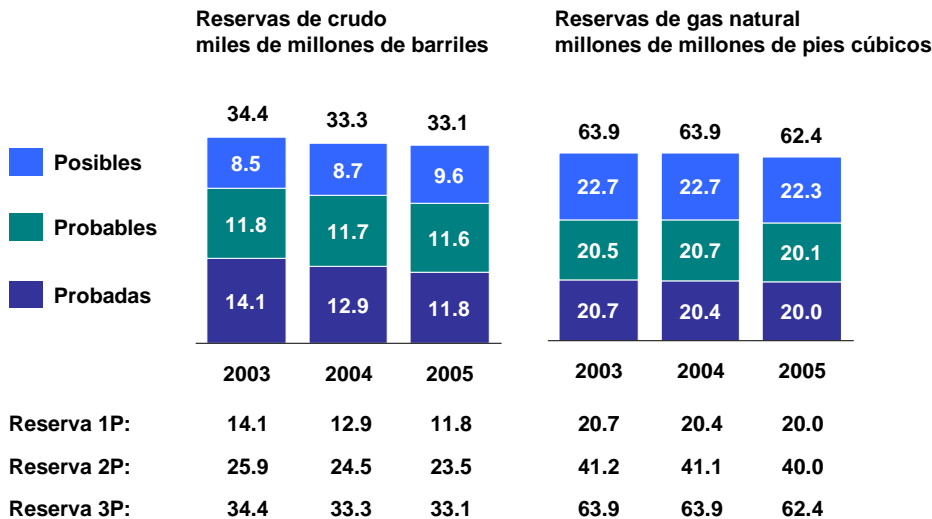
De 2004 a 2005, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 219 millones de barriles, principalmente por la producción de 1,216 millones de barriles de crudo. Las reservas probadas se redujeron en 1,068 millones de barriles de crudo, mientras que en las reservas probables la disminución fue de 23 millones de barriles de crudo, como consecuencia de reclasificaciones y desarrollo de campos, principalmente en Maloob. Las reservas posibles se incrementaron en 826 millones de barriles de crudo debido a reclasificaciones e incorporaciones exploratorias.

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.

DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Evolución de las reservas de gas

De 2004 a 2005, las reservas 3P de gas natural disminuyeron aproximadamente 1.5 millones de millones de pies cúbicos, principalmente por la producción de 1.8 millones de millones de pies cúbicos de gas natural y un efecto compensatorio por descubrimientos y desarrollos de campos de gas no asociado.

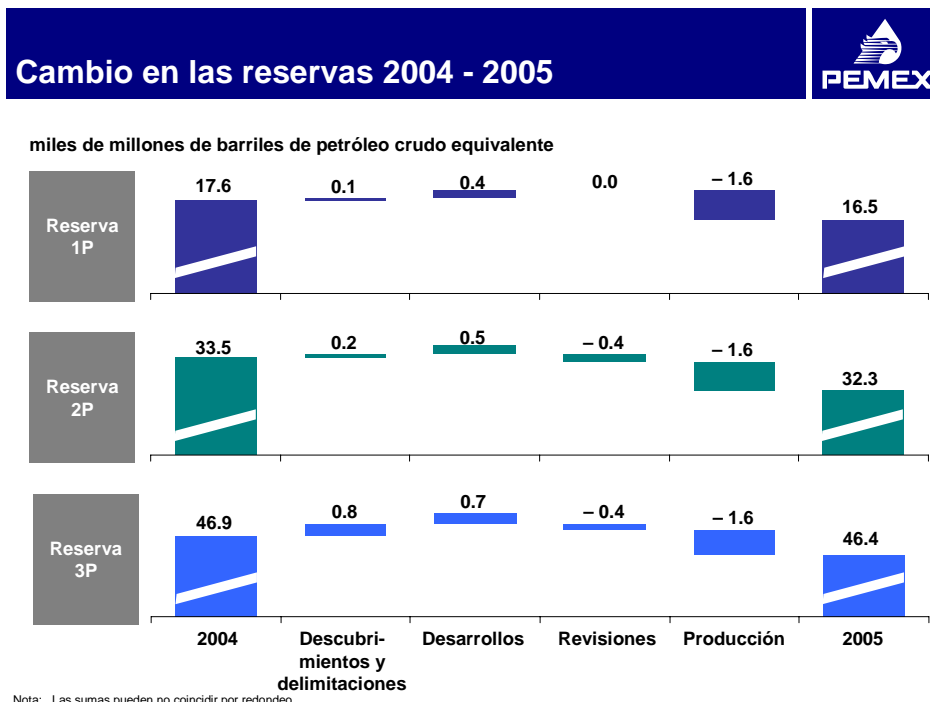
Durante 2005, la Cuenca de Veracruz tuvo un desarrollo importante en campos de gas no asociado (gas seco y gas húmedo) donde las reservas aumentaron en 58.5 miles de millones de pies cúbicos, principalmente en los campos Arquimia, Lizamba y Apertura.

Las reservas probadas de gas natural se redujeron en 0.5 millones de millones de pies cúbicos, es decir, 2.3 por ciento comparadas con la reserva probada del año anterior.

Cambio en las reservas 2004-2005

En 2005, la reserva probada observó un decremento de 1,180 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. La reserva 2P se redujo en 1,228 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la reserva 3P en 497 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal elemento de estas variaciones es principalmente la producción de 1,604 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Figura 9



Descubrimientos

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

En 2005 los descubrimientos de reserva probada fueron de 137 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel 2P, los descubrimientos ascendieron a 277 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P, 950 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Estos descubrimientos se concentraron principalmente en los campos Tson, Kayak, Ichalkil, Kach y Xanab en las Cuencas del Sureste; Mejillón en la Cuenca Tampico-Misantla, Patlache en la Cuenca de Burgos y Papán en la Cuenca de Veracruz. Este último, el mayor campo de gas no asociado descubierto recientemente con una reserva probada, o 1P, de 46 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Delimitaciones

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

En 2005, los efectos causados por la delimitación de campos resultaron negativos. Las reservas probadas disminuyeron 36 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas 2P, se redujeron en 48 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y a nivel 3P las reservas disminuyeron en 129 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

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 2005, las revisiones tuvieron un efecto a la baja. La reserva 3P se redujo 405 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos Ku, Iride y Platanal, obtuvieron revisiones favorables de 302, 143 y 49, millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Por otra parte, los campos Akal, Cunduacán, Zaap, Ayín, Poza Rica y Samaria registraron revisiones a la baja por 262, 133, 98, 91, 85 y 55 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Las reservas 2P y 1P se redujeron en 399 y 49 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En términos de reserva probada, las principales reducciones por revisiones se observaron en los campos Akal, Ayín, Cunduacán, Chicontepec y Samaria por 261, 142, 133, 130 y 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el campo Akal, la reducción fue originada por entrada de agua del Terciario en el Bloque Noreste. Las variaciones en Cunduacán y Samaria se deben a nuevo modelo numérico de flujo y en el caso de Chicontepec a la revisión de su comportamiento.

Las reducciones en reservas probadas fueron parcialmente compensadas por incrementos en los campos Ku, Maloob, Iride, Caan y Platanal que agregaron 237, 186, 143, 50 y 49 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En los campos Ku y Maloob, la variación se debió a la actualización del modelo geológico. En los campos Iride y Platanal el incremento se debió a la actualización del modelo numérico de flujo. Finalmente, en el campo Caan se reclasificaron reservas probables a probadas debido a su comportamiento presión-producción.

Desarrollos

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

En 2005, los desarrollos tuvieron un efecto positivo. La reserva 3P incremento de 691 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El incremento mas importante se registró en el campo Maloob, con 792 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por la perforación del pozo Maloob-414.

Las reservas 2P y 1P incrementaron en 547 y 372 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. En términos de reserva probada, los incrementos se debieron principalmente al desarrollo de los campos Maloob, Bolontikú, Sen, Lizamba, Arcabuz y Apertura, que agregaron 110, 58, 43, 41, 13 y 12 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente

Desarrollos y revisiones

El incremento neto por revisiones y desarrollos de campos en la reserva 1P, o probada, fue de 324 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en 2P fue de 148 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en 3P, de 286 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En particular, a nivel 3P, en Akal se registró una reducción por revisiones de 262 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por otra parte, en el Complejo Ku-Maloob-Zaap presentó una incorporación de reservas por desarrollos y revisiones de 1,238 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Producción

En 2005 la producción ascendió a 1,604 millones de petróleo crudo equivalente.

Balance de la reserva probada al cierre de 2005

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, además de algunas revisiones negativas.

Cabe señalar que considerando la información disponible al día de hoy, no se advierten decrementos materiales de reservas en el futuro inmediato.

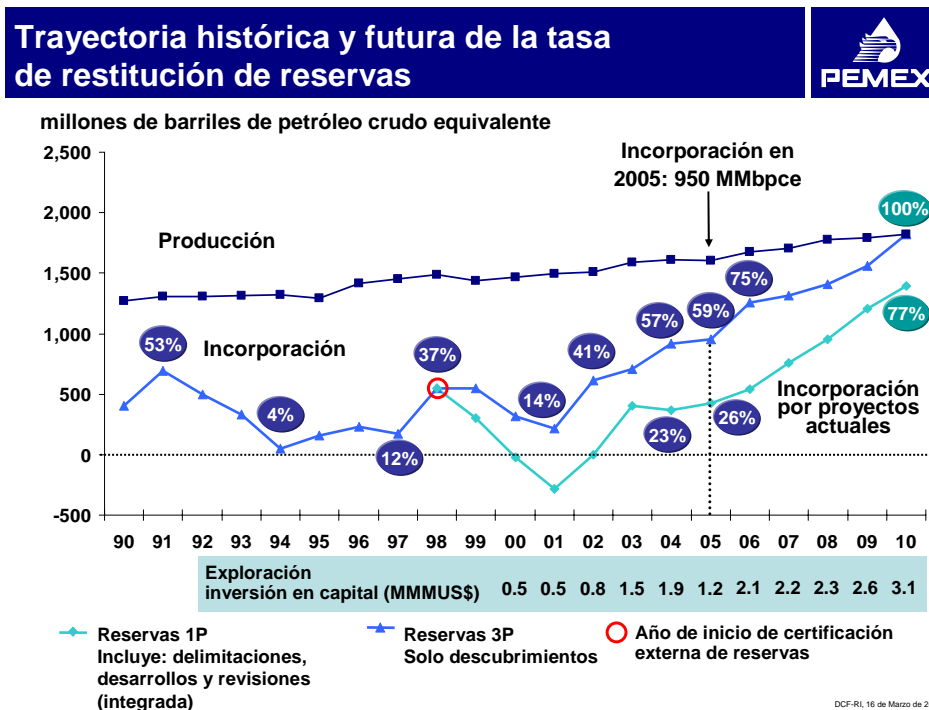
Tasa de restitución

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 2005, los descubrimientos 3P ascienden a 950 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Considerando los descubrimientos 3P y la producción durante 2005, de 1,604 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la tasa de restitución por descubrimientos 3P alcanza 59 por ciento. Esta cifra es la más alta en los últimos cinco años. En 2004 la tasa de restitución comparable fue de 57 por ciento.

Si consideramos los descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones y los dividimos 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 26 por ciento, en tanto que, la tasa de restitución integrada de la reserva 3P es de 69 por ciento.

Figura 10



Metas para la tasa de restitución de reservas

Considerando información al 31 de diciembre de 2005, un nivel de inversión anual en Exploración y Producción superior a 10 mil millones de dólares en los próximos 4 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 75 por ciento y para 2010 de 100 por ciento.

Asimismo, la meta de tasa de restitución integrada 1P irá ascendiendo para alcanzar en el año 2010 una tasa de 77 por ciento. Como se ha mencionado anteriormente, hacia el año 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 2005, así como a los niveles de inversión que se autoricen en la actividad exploratoria.

Principales descubrimientos

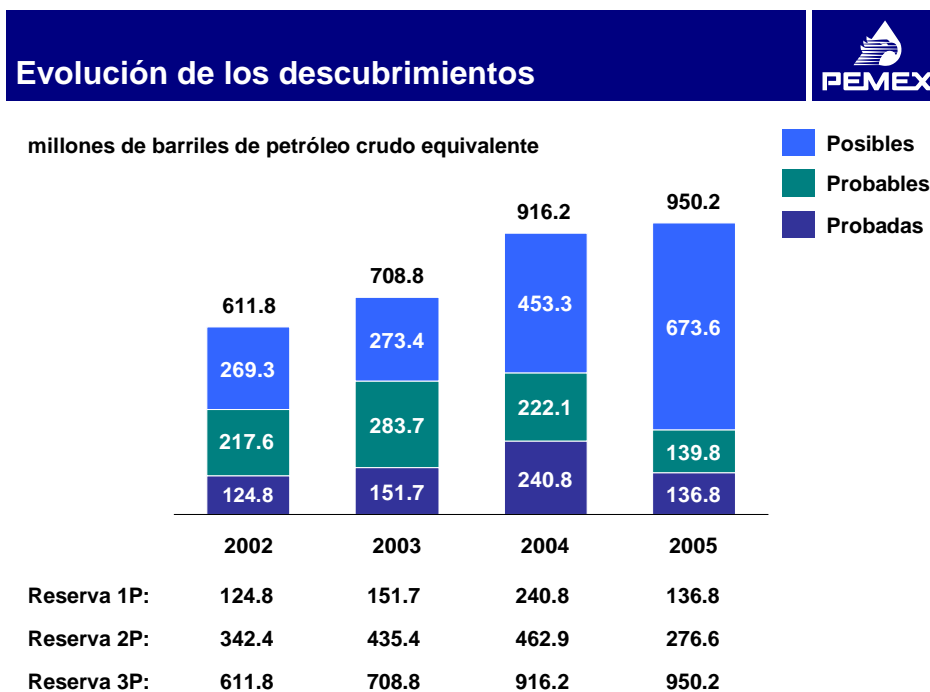
Descubrimientos 2002-2005

Las inversiones efectuadas por PEMEX en el periodo 2002-2005, han dado como resultado la incorporación de 3,187 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P. De éstas, 654 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son denominadas como reservas probadas.

Durante el periodo, la prioridad de PEMEX fue de incorporar reservas de gas no asociado y de crudo. En este sentido, destacan los descubrimientos de gas no asociado por 1,173 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 5,631 miles de millones de pies cúbicos de reservas 3P, principalmente de los campos marinos de Lankahuasa y Kosni en la Cuenca de Tampico – Misantla, Chukua y Akpul en las Cuencas del Sureste y de los campos terrestres de Nejo, Enlace, Santander y Patlache en la Cuenca de Burgos; y Lizamba, Vistoso, Arquimia, Apertura y Papán en la Cuenca de Veracruz. Conviene indicar que de este total, 301 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Por lo que se refiere a descubrimientos de aceite, destacan los descubrimientos de 2,018 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P provenientes de los campos marinos de Misón, Amoca, Tson, Baksha, Kayab, Ichalkil, entre otros en las Cuencas del Sureste, 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, 353 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Figura 11



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Descubrimientos en 2005

En 2005, los descubrimientos se concentran principalmente en:

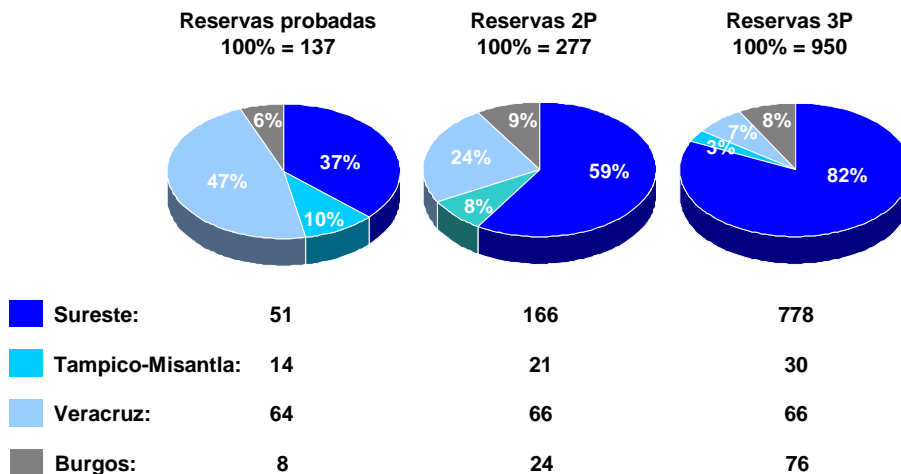
- Las Cuencas del Sureste con 778 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 51 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas
- La Cuenca de Tampico-Misantla con 30 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 14 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas
- La Cuenca de Burgos con 76 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas
- La Cuenca de Veracruz con 66 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, de este total 64 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son probadas.

Del total descubierto, en términos de reserva 3P, 83 por ciento corresponde a yacimientos de crudo y el 17 por ciento restante a yacimientos de gas no asociado. El 14 por ciento de los descubrimientos corresponden a reservas probadas. Se espera que este porcentaje aumente en la medida que se efectúen delimitaciones y desarrollos en estos campos, como está sucediendo actualmente en los campos de las Cuencas de Burgos y Veracruz.

Figura 12

Descubrimientos 2005 

Descubrimientos al 31 de diciembre de 2005
millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

Principales descubrimientos marinos

Durante 2005 PEMEX continuó con la exploración en aguas del Golfo de México. Los descubrimientos de aceite ascendieron a 780 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, principalmente provenientes de la perforación de los pozos Tson-1, Kayak-1, Ichalkil-1, Pit-1, Kach y Xanab-1, de las Cuencas del Sureste y Merluza-1 de la Cuenca de Tampico-Misantla. De este total, 56 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas probadas.

Los descubrimientos de gas no asociado se ubicaron en 18 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P, provenientes de la perforación del pozo Merluza-1 de la Cuenca Tampico-Misantla. Las reservas probadas ascienden a 6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Principales descubrimientos terrestres

En 2005, los principales descubrimientos terrestres fueron:

- 10 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P correspondientes a crudo ligero proveniente de los pozos Tiumut-1 y Agave-1001 en la Cuenca del Sureste. La reserva probada de estos campos es de 3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente
- 143 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 741 miles de millones de pies cúbicos de reservas 3P correspondientes a yacimientos de gas no asociado provenientes principalmente de los pozos Patlache-101, Fósil-1 y Caronte-1, en la Cuenca de Burgos; y Papán-1, Arquimia-101 y Huace-1, en la Cuenca de Veracruz. De este total, 72 millones de barriles de petróleo crudo equivalente son reservas 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 2005, 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.

Otros aspectos relevantes

Inversión en exploración	<p>De 2000 a 2005, el promedio anual de la inversión en exploración fue de, aproximadamente, mil millones de dólares. De 2006 a 2010, se espera que las inversiones en exploración promedien anualmente alrededor de 2.5 miles de millones de dólares.</p>
Tasa de restitución integrada de reservas probadas	<p>Se espera que la tasa de restitución integrada de reservas probadas aumente de 26% en 2005 a 77% en 2010 (incluyendo descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones).</p> <p>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 Ligerito Marino y Chicontepec, que se espera permitan reclasificar reservas de probables y posibles a probadas, siguiendo las definiciones emitidas por la Securities and Exchange Commission.</p>
Producción	<p>Actualmente, PEMEX produce 3.4 millones de barriles diarios de crudo y 5.1 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas natural.</p>
Cantarell	<p>En 2005, la producción de crudo en el Complejo Cantarell fue de 2.0 millones de barriles diarios y 759 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. Al 31 de diciembre de 2005, las reservas 2P en Cantarell ascienden a 7,350 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que las reservas probadas ascienden a 5,918 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 permite estimar la producción futura.</p> <p>Se espera que la producción para los años 2006, 2007 y 2008 sea aproximadamente 1,905, 1,683 y 1,430 miles de barriles de crudo diarios y 706, 597 y 500 millones de pies cúbicos de gas diarios, respectivamente.</p>
Pozos en aguas profundas	<p>El pozo Noxal-1 inicio su perforación el día 8 de diciembre de 2005 en aguas del Golfo de México. Este pozo se ubica a 102 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz. A la fecha es el pozo con mayor tirante de agua que se perfora en México con 935 metros. La profundidad del pozo al 13 de marzo de 2006 era de 3,432 metros y su profundidad total programada es de 4,000 metros. A la fecha se tiene programado evaluar dos objetivos: Mioceno Medio y Mioceno Inferior. El primer objetivo ha sido alcanzado y existen registros que indican la presencia de hidrocarburos. Con la información obtenida y estudios adicionales, se puede inferir que el valor esperado de los recursos prospectivos por descubrir en el Proyecto Golfo de México B, podría ascender a 10,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Es importante mencionar que los recursos prospectivos se incorporan como reservas de hidrocarburos una vez que resultan favorables las pruebas de producción y factibilidad económica.</p>

Perforación	En 2005, se perforaron y terminaron 742 pozos, de los cuales 74 fueron exploratorios.
Costos de extracción	Los costos de extracción de PEMEX son aproximadamente de 4.29 dólares por barril.

Medición de reservas de hidrocarburos

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).

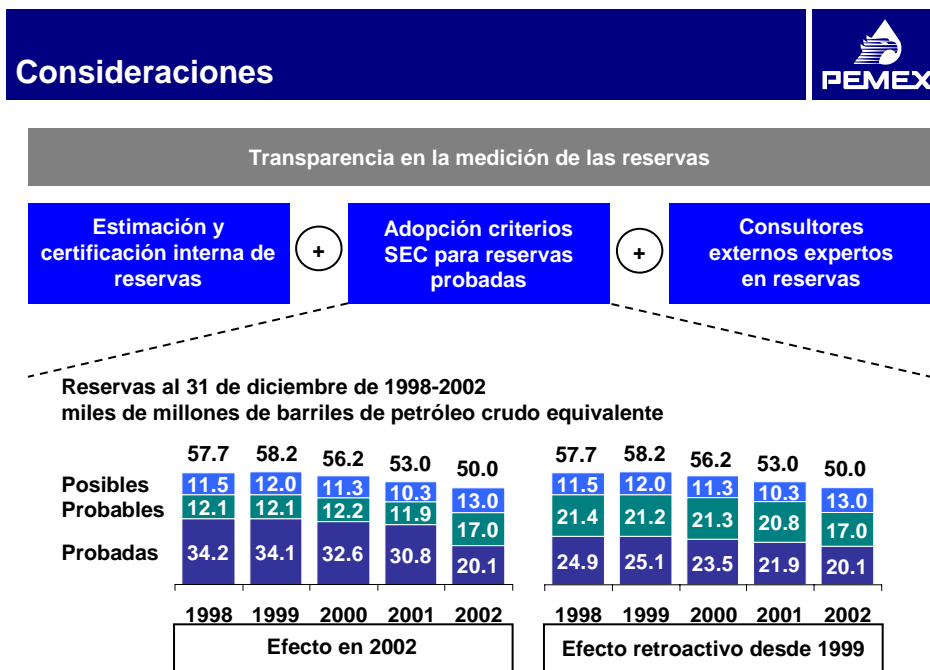
También, conviene mencionar que esta clasificación donde las reservas probadas son distinguidas de las que no son, en este caso, las probables y posibles, tiene como propósito señalar las oportunidades identificadas y relacionadas a diferentes comportamientos, o estrategias de explotación, de los campos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

Figura 13



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

DCF-RI, 16 de Marzo de 2006

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.

En ese contexto, las reservas probadas al 31 de diciembre de 2004 ya han sido certificadas, no habiéndose obtenido diferencias materiales entre las estimadas por el consultor externo y PEMEX

Actualmente, se realiza el procedimiento administrativo para contratar a los consultores externos para realizar la certificación de reservas al 31 de diciembre de 2005. Se espera que la certificación se tenga durante el segundo semestre de 2006.

Definición de la SEC de reservas probadas

Las reservas probadas de crudo y gas son las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, 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.

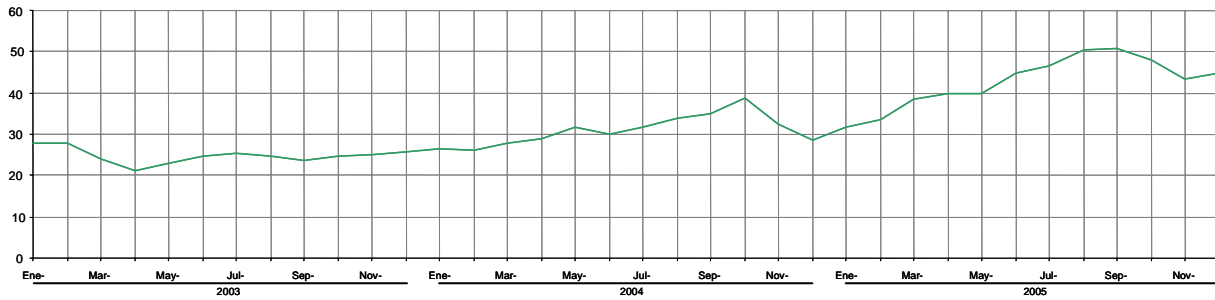
Las reservas probables son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad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

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

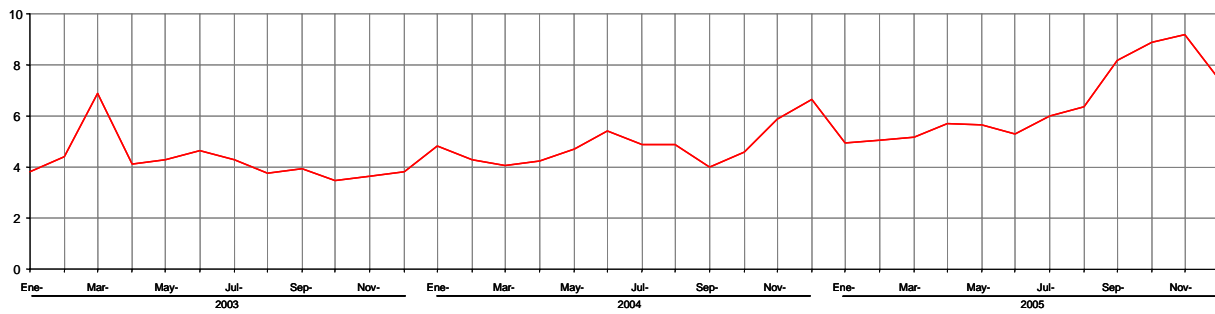


Tabla A1
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Composición de las reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2005

Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		52.6	440.9	151.4	646.4	730.7	1,140.0	950.2
Burgos		0.0	42.7	0.0	128.0	0.0	396.4	76.3
Caronte	Caronte-1	0.0	0.9	0.0	6.3	0.0	25.6	5.7
Fitón	Fitón-1	0.0	1.4	0.0	2.2	0.0	17.5	3.1
Yac	Yac-1	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	16.7	3.2
Rosal	Rosal-1	0.0	1.5	0.0	6.2	0.0	12.6	2.3
Fósil	Fósil-1	0.0	3.3	0.0	22.8	0.0	37.8	6.9
Antiguo	Antiguo-1	0.0	2.4	0.0	10.2	0.0	22.7	4.1
Paleoarcos	Paleoarcos-1	0.0	8.0	0.0	14.5	0.0	27.1	4.9
Kodiak	Kodiak-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.7
Níquel	Níquel-1	0.0	1.0	0.0	6.9	0.0	9.2	1.7
Tecoco	Tecoco-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	2.2
Antiguo	Antiguo-8	0.0	8.6	0.0	14.0	0.0	24.3	4.4
Platinado	Platinado-1	0.0	3.4	0.0	3.4	0.0	63.5	11.2
Simbad	Simbad-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	1.6
Patlache	Patlache-101	0.0	3.4	0.0	8.3	0.0	56.4	12.7
Caravana	Caravana-1	0.0	4.9	0.0	11.8	0.0	22.3	3.9
Gmo Prieto/Villa Cárd	Cobres-1	0.0	3.2	0.0	20.4	0.0	34.3	6.6
Patriota	Yunque-1	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	5.4	1.0
Sureste		45.3	21.8	142.8	98.7	718.1	290.6	778.1
Kayab	Kayab-1	0.0	0.0	0.0	0.0	133.0	10.5	134.4
Tson	Tson-1	0.0	0.0	0.0	0.0	148.6	33.9	153.3
Baksha	Pit-1	0.0	0.0	0.0	0.0	87.3	12.1	88.9
Chuc	Kux-1	3.0	0.6	3.0	0.6	12.2	2.4	12.7
Kach	Kach-1	27.4	3.6	64.8	8.4	93.8	12.2	97.4
Ichalkil	Ichalkil-1	0.0	0.0	25.5	15.9	100.9	62.9	113.9
Kastelán	Kastelán-1	0.0	0.0	0.0	0.0	42.6	5.5	42.6
Xanab	Xanab-1	5.6	5.6	10.8	10.1	39.1	33.9	46.1
Sinán	Sikil-1	5.5	2.4	19.8	8.6	19.8	8.6	21.6
Sinán	Behelae-1	2.1	5.5	15.6	41.1	35.1	92.6	57.5
Tiumut	Tiumut-1	1.2	3.0	2.6	12.4	5.0	14.4	8.5
Agave	Agave-1001	0.4	1.0	0.7	1.6	0.7	1.6	1.1
Tampico-Misantla		7.3	43.2	8.6	78.2	12.6	108.2	29.6
Mejillón	Mejillón-1	1.2	34.5	2.5	69.5	3.5	97.4	18.1
Arenque	Merluza-1	6.1	8.7	6.1	8.7	9.2	10.8	11.4
Veracruz		0.0	333.3	0.0	341.6	0.0	344.7	66.3
Lizamba	Soterillo-1	0.0	2.0	0.0	4.0	0.0	5.7	1.1
Espejo	Espejo-1	0.0	4.7	0.0	6.7	0.0	8.1	1.6
Papán	Papán-1	0.0	205.6	0.0	207.3	0.0	207.3	39.9
Papán	Huace-1	0.0	32.3	0.0	34.8	0.0	34.8	6.7
Arquimia	Arquimia-101	0.0	88.8	0.0	88.8	0.0	88.8	17.1

Tabla A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2005

	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)
Totales (3P)	288,890	240,291	46,418	33,093	863	3,479	8,982	62,355	46,716
Probadas	144,568	170,968	16,470	11,814	538	1,319	2,799	19,957	14,557
Probables	83,227	38,594	15,789	11,644	167	1,046	2,931	20,087	15,246
2P	227,796	209,562	32,258	23,458	705	2,365	5,730	40,043	29,803
Posibles	61,094	30,729	14,159	9,635	158	1,114	3,252	22,311	16,912

* 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 A3

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Producción de hidrocarburos

	2003		2004		2005		Acumulada al 31 de diciembre de 2005	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)	(MMb)	(MMMpc)
	1,230	1,642	1,238	1,674	1,216	1,759	33,561	54,950
Cantarell	775	287	782	289	743	278	11,674	4,744
Ku-Maloob-Zaap	107	56	111	58	117	61	2,061	1,085
Abkatún-Pol-Chuc	131	180	118	167	109	158	4,870	5,127
Litoral de Tabasco	14	32	24	54	35	81	242	523
Burgos	0	376	0	401	0	444	33	8,936
Poza Rica-Altamira	26	40	29	44	30	43	5,467	7,442
Veracruz	0	75	0	115	0	182	74	1,401
Bellota-Jujo	71	101	78	101	82	103	2,708	4,161
Cinco Presidentes	14	21	14	25	14	23	1,689	2,050
Macuspana	1	54	2	66	2	61	17	5,404
Muspac	15	250	13	204	12	164	1,648	8,910
Samaria-Luna	75	168	66	151	71	160	3,077	5,166

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

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos en 2005

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)		(MMb)	(MMb)	(MMb)	(MMbpce)	(MMMpc)	(MMMpc)
Totales (3P)	288,889.7	240,290.6	46,417.5	33,093.0	863.0	3,479.4	8,982.2	62,354.8	46,715.6
Marina Noreste	63,154.6	26,027.7	15,193.5	13,566.4	509.6	421.1	696.4	6,188.5	3,621.7
Marina Suroeste	21,721.9	23,808.4	4,043.5	2,773.1	185.2	360.2	724.9	5,670.9	3,770.1
Norte	165,801.9	120,771.5	20,539.1	12,877.3	51.5	1,659.4	5,950.9	39,055.1	30,950.5
Sur	38,211.4	69,683.1	6,641.4	3,876.1	116.6	1,038.7	1,610.0	11,440.3	8,373.3
Probadas	144,568.2	170,968.3	16,469.6	11,813.8	537.9	1,318.8	2,799.0	19,956.9	14,557.3
Marina Noreste	53,520.2	24,192.7	8,209.4	7,106.2	341.2	289.1	473.0	4,190.4	2,459.9
Marina Suroeste	15,666.7	17,081.3	1,513.0	1,011.3	76.4	148.4	276.8	2,245.8	1,439.6
Norte	39,128.1	62,647.4	1,864.0	888.1	21.1	106.5	848.4	4,964.4	4,412.4
Sur	36,253.2	67,046.9	4,883.2	2,808.2	99.3	774.9	1,200.8	8,556.3	6,245.3
Probables	83,227.4	38,593.7	15,788.5	11,644.1	166.6	1,046.5	2,931.4	20,086.5	15,246.0
Marina Noreste	437.8	106.0	4,446.5	4,112.4	105.7	86.8	141.6	1,230.6	736.5
Marina Suroeste	2,690.0	2,397.7	997.8	740.7	33.7	65.0	158.5	1,167.1	824.2
Norte	79,519.4	34,300.8	9,324.7	6,213.9	12.7	727.7	2,370.4	15,849.1	12,328.1
Sur	580.2	1,789.1	1,019.6	577.1	14.5	167.1	260.9	1,839.8	1,357.2
2P	227,795.6	209,562.0	32,258.1	23,458.0	704.5	2,365.3	5,730.4	40,043.4	29,803.2
Marina Noreste	53,958.0	24,298.7	12,655.8	11,218.6	446.8	375.8	614.6	5,420.9	3,196.4
Marina Suroeste	18,356.7	19,479.1	2,510.8	1,752.0	110.1	213.4	435.3	3,412.9	2,263.8
Norte	118,647.6	96,948.2	11,188.7	7,102.0	33.8	834.1	3,218.7	20,813.6	16,740.5
Sur	36,833.4	68,836.0	5,902.8	3,385.3	113.7	941.9	1,461.8	10,396.1	7,602.5
Posibles	61,094.0	30,728.6	14,159.4	9,635.0	158.5	1,114.1	3,251.8	22,311.4	16,912.3
Marina Noreste	9,196.5	1,729.0	2,537.7	2,347.8	62.8	45.3	81.8	767.5	425.3
Marina Suroeste	3,365.2	4,329.3	1,532.7	1,021.1	75.1	146.8	289.6	2,258.0	1,506.3
Norte	47,154.3	23,823.3	9,350.4	5,775.3	17.7	825.2	2,732.2	18,241.6	14,210.0
Sur	1,378.0	847.0	738.7	490.8	2.9	96.8	148.2	1,044.2	770.8

* 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 A5

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste en 2005									
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)
Totales (3P)	63,154.6	26,027.7	15,193.5	13,566.4	509.6	421.1	696.4	6,188.5	3,621.7
Cantarell	38,733.4	18,249.7	8,939.9	7,914.9	307.9	268.7	448.4	4,011.9	2,332.0
Ku-Maloob-Zaap	24,421.2	7,778.0	6,253.6	5,651.5	201.7	152.4	248.0	2,176.6	1,289.8
Probadas	53,520.2	24,192.7	8,209.4	7,106.2	341.2	289.1	473.0	4,190.4	2,459.9
Cantarell	38,193.7	18,002.9	6,061.3	5,279.2	237.7	206.3	338.2	3,051.3	1,759.1
Ku-Maloob-Zaap	15,326.5	6,189.8	2,148.1	1,827.0	103.5	82.8	134.7	1,139.0	700.8
Probables	437.8	106.0	4,446.5	4,112.4	105.7	86.8	141.6	1,230.6	736.5
Cantarell	0.0	3.2	1,562.1	1,433.7	38.4	34.1	55.9	500.4	290.6
Ku-Maloob-Zaap	437.8	102.8	2,884.4	2,678.7	67.2	52.7	85.7	730.2	446.0
2P	53,958.0	24,298.7	12,655.8	11,218.6	446.8	375.8	614.6	5,420.9	3,196.4
Cantarell	38,193.7	18,006.1	7,623.4	6,712.8	276.1	240.3	394.1	3,551.7	2,049.7
Ku-Maloob-Zaap	15,764.3	6,292.6	5,032.5	4,505.7	170.7	135.5	220.5	1,869.3	1,146.8
Posibles	9,196.5	1,729.0	2,537.7	2,347.8	62.8	45.3	81.8	767.5	425.3
Cantarell	539.6	243.7	1,316.6	1,202.1	31.8	28.4	54.3	460.2	282.3
Ku-Maloob-Zaap	8,656.9	1,485.4	1,221.1	1,145.8	31.0	16.9	27.5	307.3	143.0

* 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.

Tabla A6

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste en 2005									
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)
Totales (3P)	21,721.9	23,808.4	4,043.5	2,773.1	185.2	360.2	724.9	5,670.9	3,770.1
Abkatún-Pol-Chuc	16,076.2	14,848.6	1,487.7	1,122.4	61.1	115.7	188.6	1,654.1	980.7
Litoral de Tabasco	5,645.7	8,959.8	2,555.8	1,650.8	124.2	244.5	536.3	4,016.8	2,789.4
Probadas	15,666.7	17,081.3	1,513.0	1,011.3	76.4	148.4	276.8	2,245.8	1,439.6
Abkatún-Pol-Chuc	13,506.8	13,405.9	846.4	591.8	42.0	80.5	132.2	1,159.3	687.5
Litoral de Tabasco	2,159.9	3,675.5	666.6	419.6	34.4	68.0	144.6	1,086.5	752.2
Probables	2,690.0	2,397.7	997.8	740.7	33.7	65.0	158.5	1,167.1	824.2
Abkatún-Pol-Chuc	1,073.3	641.2	318.4	260.5	10.0	18.4	29.5	256.8	153.3
Litoral de Tabasco	1,616.7	1,756.6	679.5	480.2	23.7	46.5	129.0	910.2	670.8
2P	18,356.7	19,479.1	2,510.8	1,752.0	110.1	213.4	435.3	3,412.9	2,263.8
Abkatún-Pol-Chuc	14,580.0	14,047.0	1,164.8	852.2	52.0	98.9	161.7	1,416.1	840.8
Litoral de Tabasco	3,776.6	5,432.0	1,346.0	899.8	58.1	114.5	273.6	1,996.8	1,423.0
Posibles	3,365.2	4,329.3	1,532.7	1,021.1	75.1	146.8	289.6	2,258.0	1,506.3
Abkatún-Pol-Chuc	1,496.1	801.5	322.9	270.2	9.1	16.8	26.9	238.0	139.9
Litoral de Tabasco	1,869.1	3,527.8	1,209.7	751.0	66.1	130.0	262.7	2,020.0	1,366.4

* 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.

Tabla A7

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Norte en 2005									
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)
Totales (3P)	165,801.9	120,771.5	20,539.1	12,877.3	51.5	1,659.4	5,950.9	39,055.1	30,950.5
Burgos	139.2	20,353.0	1,042.9	1.3	49.2	100.8	891.5	4,960.6	4,636.7
Poza Rica-Altamira	165,025.1	96,067.6	19,204.4	12,864.1	0.0	1,549.7	4,790.7	32,670.6	24,916.0
Veracruz	637.5	4,350.9	291.8	11.9	2.3	8.8	268.8	1,424.0	1,397.8
Probadas	39,128.1	62,647.4	1,864.0	888.1	21.1	106.5	848.4	4,964.4	4,412.4
Burgos	128.7	15,253.4	404.6	0.3	19.2	39.4	345.7	1,928.3	1,798.1
Poza Rica-Altamira	38,391.5	43,172.4	1,191.6	881.3	0.0	59.8	250.4	1,704.2	1,302.4
Veracruz	607.9	4,221.6	267.9	6.5	1.9	7.3	252.2	1,331.9	1,311.9
Probables	79,519.4	34,300.8	9,324.7	6,213.9	12.7	727.7	2,370.4	15,849.1	12,328.1
Burgos	6.8	2,180.8	265.7	0.2	12.7	26.0	226.7	1,179.0	1,179.0
Poza Rica-Altamira	79,483.0	32,098.3	9,052.6	6,209.5	0.0	701.5	2,141.6	14,575.2	11,138.3
Veracruz	29.6	21.8	6.4	4.2	0.0	0.1	2.1	11.9	10.9
2P	118,647.6	96,948.2	11,188.7	7,102.0	33.8	834.1	3,218.7	20,813.6	16,740.5
Burgos	135.6	17,434.2	670.3	0.6	31.9	65.4	572.4	3,190.3	2,977.0
Poza Rica-Altamira	117,874.5	75,270.7	10,244.2	7,090.8	0.0	761.4	2,392.0	16,279.4	12,440.7
Veracruz	637.5	4,243.4	274.3	10.7	1.9	7.4	254.3	1,343.8	1,322.8
Posibles	47,154.3	23,823.3	9,350.4	5,775.3	17.7	825.2	2,732.2	18,241.6	14,210.0
Burgos	3.7	2,918.8	372.6	0.8	17.3	35.5	319.1	1,770.2	1,659.6
Poza Rica-Altamira	47,150.6	20,797.0	8,960.3	5,773.2	0.0	788.3	2,398.7	16,391.2	12,475.3
Veracruz	0.0	107.5	17.5	1.3	0.4	1.4	14.4	80.1	75.0

* 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.

Tabla A8

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias									
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur en 2005									
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)
Totales (3P)	38,211.4	69,683.1	6,641.4	3,876.1	116.6	1,038.7	1,610.0	11,440.3	8,373.3
Bellota-Jujo	10,900.3	13,683.4	1,880.0	1,177.6	73.4	263.3	365.7	2,793.1	1,902.0
Cinco Presidentes	6,784.8	6,530.6	463.5	373.6	0.0	27.1	62.8	466.4	326.4
Macuspana	392.1	9,422.8	473.1	92.5	1.3	104.1	275.2	1,681.2	1,431.1
Muspac	6,781.8	24,046.3	913.4	288.7	11.3	251.8	361.6	2,585.8	1,880.4
Samaria-Luna	13,352.5	16,000.0	2,911.6	1,943.8	30.6	392.4	544.8	3,913.8	2,833.4
Probadas	36,253.2	67,046.9	4,883.2	2,808.2	99.3	774.9	1,200.8	8,556.3	6,245.3
Bellota-Jujo	10,729.3	13,468.7	1,533.6	938.9	62.5	223.2	309.1	2,356.9	1,607.6
Cinco Presidentes	6,754.3	6,473.3	233.3	187.1	0.0	13.9	32.3	239.4	168.2
Macuspana	242.6	8,383.8	219.0	32.9	1.3	30.1	154.8	885.5	805.3
Muspac	6,626.2	23,480.8	588.4	156.9	8.0	177.5	246.1	1,781.8	1,279.9
Samaria-Luna	11,900.8	15,240.2	2,308.8	1,492.6	27.6	330.2	458.4	3,292.6	2,384.4
Probables	580.2	1,789.1	1,019.6	577.1	14.5	167.1	260.9	1,839.8	1,357.2
Bellota-Jujo	149.2	193.6	326.6	232.6	10.1	35.2	48.7	377.3	253.3
Cinco Presidentes	19.1	48.9	91.7	78.8	0.0	3.9	9.0	72.5	46.9
Macuspana	107.6	527.4	155.4	43.3	0.0	41.4	70.6	462.5	367.4
Muspac	124.2	519.1	124.7	33.2	1.4	32.5	57.5	388.2	299.2
Samaria-Luna	180.0	500.0	321.1	189.2	2.8	54.0	75.0	539.3	390.2
2P	36,833.4	68,836.0	5,902.8	3,385.3	113.7	941.9	1,461.8	10,396.1	7,602.5
Bellota-Jujo	10,878.5	13,662.3	1,860.3	1,171.5	72.6	258.4	357.8	2,734.3	1,861.0
Cinco Presidentes	6,773.3	6,522.3	325.1	265.9	0.0	17.9	41.4	311.9	215.1
Macuspana	350.3	8,911.2	374.4	76.2	1.3	71.5	225.5	1,348.0	1,172.7
Muspac	6,750.4	24,000.0	713.1	190.0	9.4	210.0	303.6	2,170.0	1,579.1
Samaria-Luna	12,080.8	15,740.2	2,629.9	1,681.8	30.4	384.2	533.5	3,832.0	2,774.6
Posibles	1,378.0	847.0	738.7	490.8	2.9	96.8	148.2	1,044.2	770.8
Bellota-Jujo	21.8	21.1	19.7	6.1	0.7	4.9	7.9	58.9	41.0
Cinco Presidentes	11.4	8.3	138.4	107.7	0.0	9.3	21.4	154.5	111.3
Macuspana	41.8	511.5	98.6	16.3	0.0	32.7	49.7	333.2	258.3
Muspac	31.3	46.3	200.3	98.6	1.9	41.8	57.9	415.8	301.3
Samaria-Luna	1,271.6	259.7	281.7	262.0	0.2	8.2	11.3	81.8	58.9

* 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 A9

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

Región	2003		2004		2005		Acumulada al 31 de diciembre de 2005	
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Marina Noreste	1,230.0	1,641.9	1,237.8	1,673.7	1,216.4	1,758.6	33,560.7	54,950.0
Cantarell	882.0	343.3	893.3	346.8	860.3	338.6	13,735.2	5,829.0
Ku-Maloob-Zaap	774.8	286.9	781.9	288.8	742.9	277.6	11,674.2	4,743.7
Marina Suroeste	107.2	56.4	111.4	58.0	117.4	61.0	2,061.1	1,085.3
Marina Suroeste	145.1	212.2	142.1	220.6	144.6	239.0	5,111.9	5,650.7
Abkatún-Pol-Chuc	131.0	180.4	117.8	167.0	109.4	157.6	4,869.8	5,127.2
Litoral de Tabasco	14.1	31.7	24.3	53.6	35.2	81.4	242.1	523.4
Norte	26.5	491.5	29.4	559.2	30.2	669.9	5,574.0	17,779.3
Burgos	0.0	376.2	0.0	400.6	0.0	444.3	33.3	8,935.8
Poza Rica-Altamira	26.3	40.5	29.1	43.7	29.8	43.4	5,467.0	7,442.4
Veracruz	0.1	74.9	0.3	114.8	0.4	182.2	73.7	1,401.1
Sur	176.4	594.9	173.0	547.2	181.2	511.1	9,139.6	25,691.1
Bellota-Jujo	71.3	100.9	77.7	101.2	81.8	102.9	2,707.5	4,161.3
Cinco Presidentes	13.6	21.4	13.8	24.8	14.2	22.9	1,689.5	2,050.1
Macuspana	0.9	53.8	1.8	65.8	1.8	61.1	16.8	5,404.0
Muspac	15.4	250.4	13.2	204.3	12.1	164.0	1,648.4	8,910.1
Samaría-Luna	75.2	168.3	66.5	151.1	71.3	160.2	3,077.5	5,165.5

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

Celina Torres
ctorresu@dcf.pemex.com

Rolando Galindo
rgalindog@dcf.pemex.com

Alejandro Reyes
areyesv@dcf.pemex.com

Armando Acosta
aacosta@dcf.pemex.com

Elizabeth Osman
eosman@dcf.pemex.com

Yanina Bucciarelli
ybucciarelli@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. 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) y el Reporte Anual 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). 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 o en www.pemex.com. Esta forma puede también obtenerla directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.