

20 de marzo de 2009

## Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009

### Estimación

#### Reservas probadas al 1 de enero de 2009

Al 1 de enero de 2009, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 14 mil 308 millones barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 73% corresponde a crudo; 10% a condensados y líquidos de planta; y el 17% a gas seco equivalente a líquido.

Del total de reservas probadas, 10 mil 196 MMbpce o 71% son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas con la infraestructura actual e inversiones moderadas. El 74% de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacan, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc. Regionalmente, el 64% equivalente a 6,551.2 MMbpce se ubican en los campos de las regiones marinas y el restante 36% o 3,645.1 MMbpce en campos de las regiones Norte y Sur.

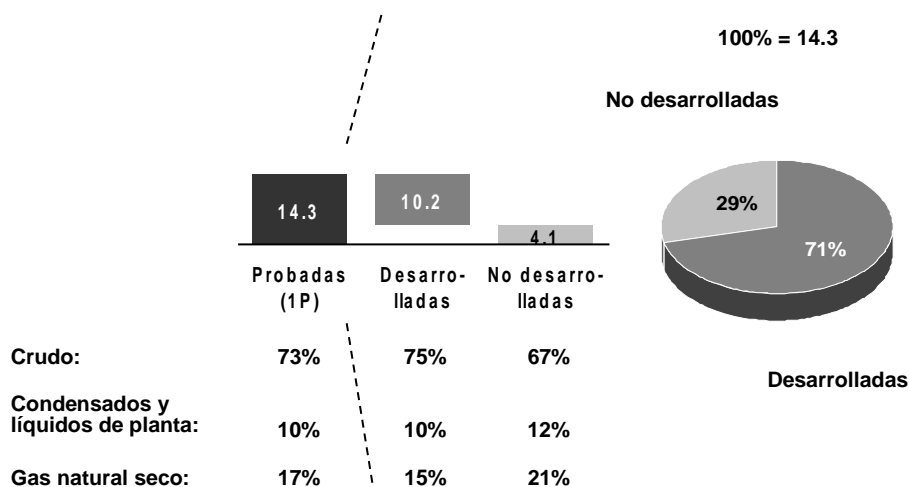
Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, alcanzan 4 mil 111 MMbpce o 29% de las reservas probadas. El 56% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacan, Sihil, Tsimin, May, Ayatsil y Yaxché. Las regiones marinas concentran 50% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el restante 50%.

Figura 1

### Reservas probadas al 1 de enero de 2009

Reservas al 1 de enero de 2009

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2009**

Las reservas probables alcanzan 14 mil 517 MMbpce. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 28 mil 825 MMbpce. El 56% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, la porción marina concentra el 31% de estas reservas, donde destacan el complejo Ku-Maloob-Zaap, May, Pit, Ayatsil y Sinán.

Las reservas posibles alcanzaron 14 mil 738 MMbpce que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 43 mil 563 MMbpce. El 58% de estas reservas se localizan en Chicontepec, mientras que 33% se concentran en las regiones marinas.

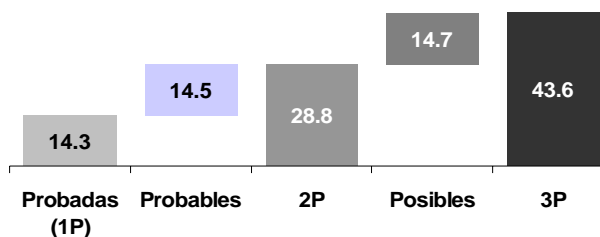
Las reservas 3P están conformadas de 71% de crudo, 9% de condensados y líquidos de planta, y 20% de gas seco equivalente a líquido.

Figura 2

**Reservas 3P**

Reservas al 1 de enero de 2009

Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente



	Probadas (1P)	Probables	2P	Posibles	3P
Crudo:	73%	71%	72%	69%	71%
Condensados y líquidos de planta:	10%	9%	9%	9%	9%
Gas natural seco:	17%	20%	19%	22%	20%

Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Reservas de crudo**

Al 1 de enero de 2009 las reservas probadas de crudo se sitúan en 10 mil 404 millones de barriles, de los cuales 61% es crudo pesado, 31% es crudo ligero y 8% es crudo superligero.<sup>1</sup>

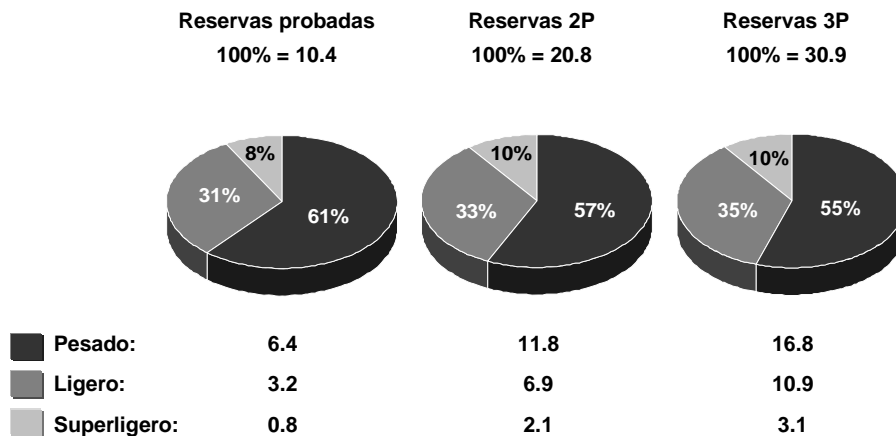
Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 30 mil 930 millones de barriles, correspondiendo 55% a crudo pesado, 35% a crudo ligero y 10% a crudo superligero.

<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 1 de enero de 2009  
Miles de millones de barriles (MMMb)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Reservas de gas natural

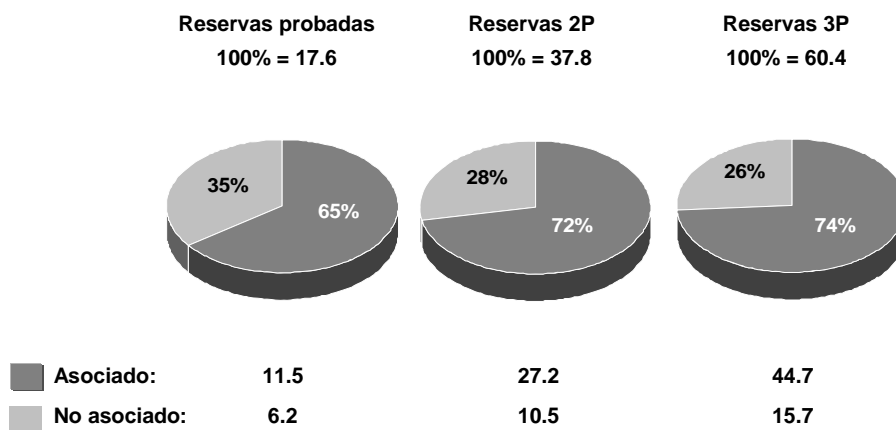
Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 17 billones 649 miles de millones de pies cúbicos, de éstos, 65% corresponden a gas asociado y 35% a gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 60 billones 374 miles de millones de pies cúbicos, corresponde 74% a gas asociado y 26% a gas no asociado. Los activos integrales Burgos y Veracruz concentran 38% de reservas 3P de gas no asociado.

Figura 4

### Composición de las reservas de gas natural

Reservas de gas natural al 1 de enero de 2009  
Billones de pies cúbicos (Bpc)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

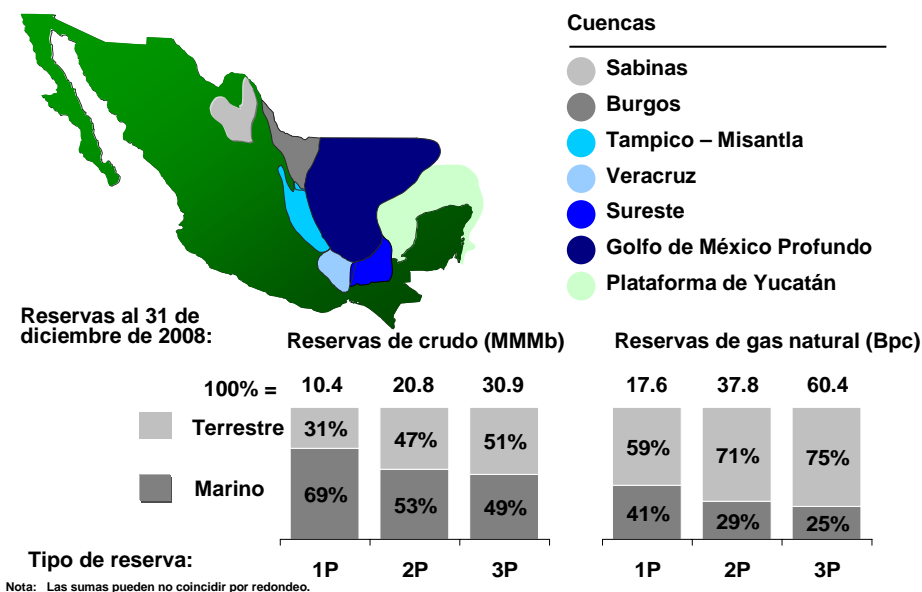
**Reservas marinas y terrestres**

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo se localizan en campos marinos con 69%, el restante 31% se ubican en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 59% se ubica en campos terrestres y 41% en la porción marina.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 51% es de campos terrestres y 49% de campos costa fuera, mientras que 75% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 25% en la porción marina.

Figura 5

**Distribución geográfica de las reservas**

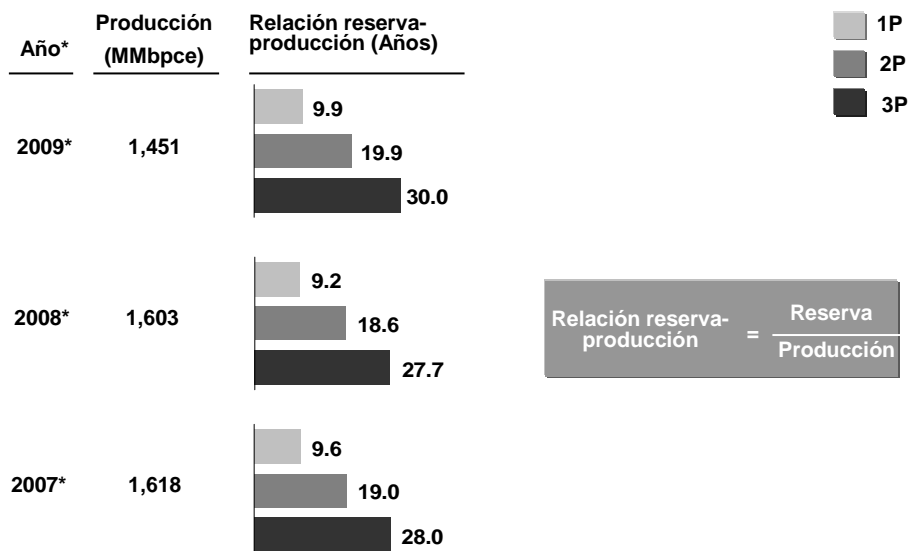


**Relación reserva-producción**

La relación reserva-producción, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2009 entre la producción de 2008, es de 30.0 años para la reserva 3P, 19.9 años para la reserva 2P y 9.9 años para la reserva probada. Las relaciones reserva-producción 1P, 2P y 3P incrementaron con respecto al año anterior 8%, 7% y 8%, respectivamente.

Figura 6

**Relación reserva-producción**



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.  
\* Al 1 de enero de cada año

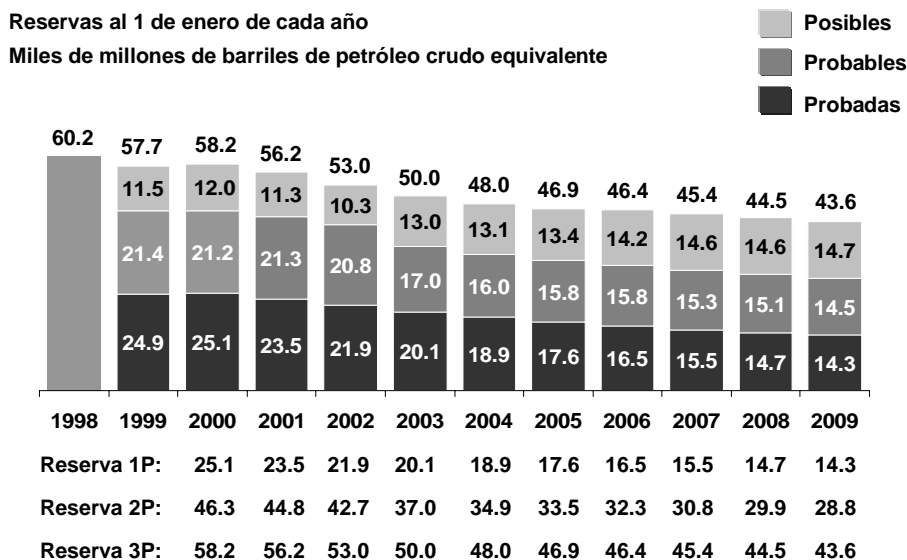
**Evolución de las reservas**

La variación de reservas 3P se explica principalmente por actividad exploratoria. La tasa de declinación promedio de las reservas 3P en el periodo 2005-2008 es de 2.1%, debido a que la incorporación de reservas 3P por actividad exploratoria se ha mantenido por arriba de 900 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

El promedio anual de la tasa de declinación de reservas 1P, o probadas, se ha reducido de 6% en el periodo 2005-2006, a 5% en el periodo 2006-2007 y 4% en el periodo 2007-2008.

Figura 7

**Evolución de las reservas**



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

**Evolución de las reservas de crudo**

Del 1 de enero de 2008 al 1 de enero de 2009, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 282 millones de barriles, principalmente por efecto de la producción de 1 mil 022 millones de barriles de crudo. Las reservas probadas se redujeron únicamente 97 millones de barriles al restituirse una parte sustancial de la producción. Asimismo, las reservas probables disminuyeron 444 millones de barriles por la reclasificación a reserva probada, originada principalmente por el desarrollo en el Complejo Ku-Maloob-Zaap. Las reservas posibles se incrementaron en 259 millones de barriles por efecto básicamente de los descubrimientos realizados durante 2008.

**Evolución de las reservas de gas natural**

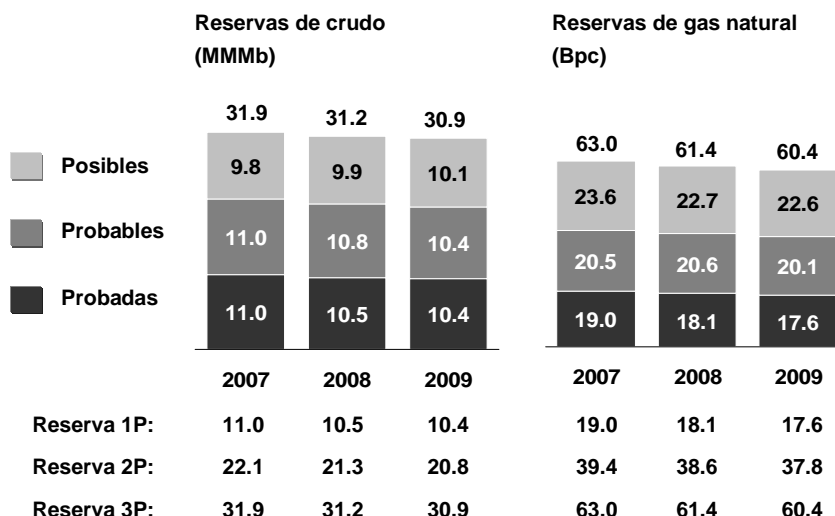
De 2008 a 2009 las reservas 3P de gas natural disminuyeron en 984 miles de millones de pies cúbicos, por efecto principalmente de la producción, al extraerse 2 mil 302 miles de millones de pies cúbicos de gas natural durante 2008. Sin embargo, las incorporaciones exploratorias de 1 mil 913 miles de millones de pies cúbicos de gas natural lograron compensar un volumen importante de la producción.

Por el mismo efecto de la producción, las reservas probadas de gas natural se redujeron en 427 miles de millones de pies cúbicos, o 2%, en comparación con el año anterior.

Figura 8

### Evolución de las reservas de crudo y gas natural

Reservas al 1 de enero de cada año



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

#### Cambio en las reservas 2008 - 2009

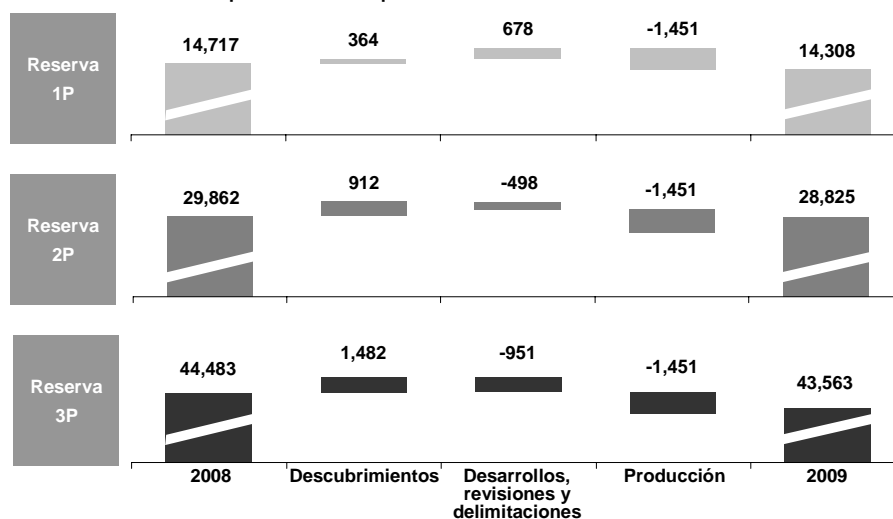
Al 1 de enero de 2009, la reserva probada observó un decremento de 409 MMbpce con respecto al año anterior. La reserva 2P se redujo en 1 mil 037 MMbpce y la reserva 3P en 920 MMbpce. La principal causa de estas variaciones fue la producción de 1 mil 451 MMbpce compensada parcialmente por la restitución por descubrimientos, revisiones y desarrollo.

Figura 9

### Cambio en las reservas 2008 - 2009

Reservas al 1 de enero de cada año

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

## Principales descubrimientos

### Descubrimientos 2004 - 2008

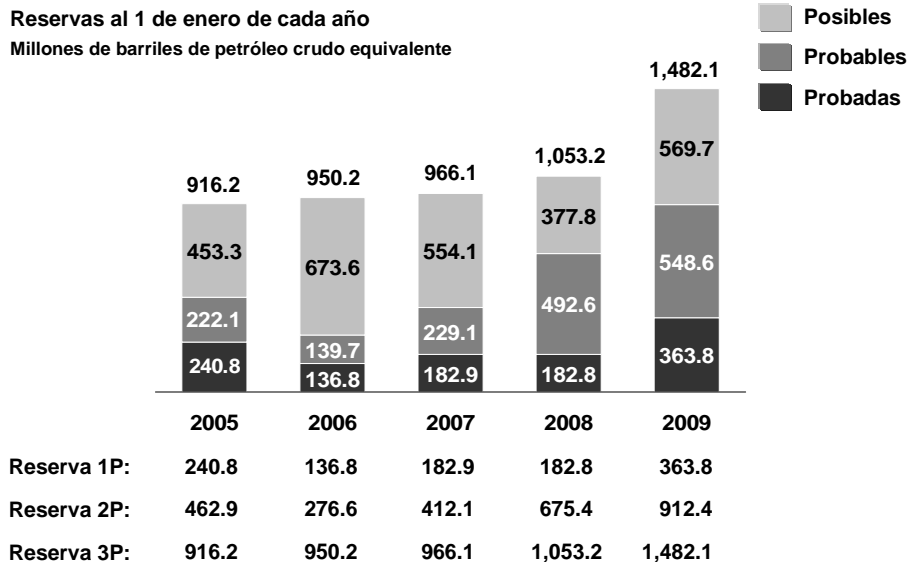
Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En el periodo 2004 - 2008 se han descubierto 5 mil 368 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 3 mil 419 millones de barriles de crudo y 9 billones 443 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Durante 2008, las actividades exploratorias permitieron incorporar 1 mil 482 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 364 MMbpce son reservas probadas, 549 MMbpce reservas probables y 570 MMbpce son posibles.

Conviene mencionar que las actividades exploratorias, durante el periodo 2004-2008, han permitido incorporar anualmente, volúmenes sostenidos de reservas superiores a los 900 MMbpce. Sin embargo, la incorporación realizada durante 2008 por 1 mil 482 MMbpce, toma gran relevancia al ser el mayor volumen adicionado por exploración desde la adopción de lineamientos internacionales, y representa una mejora de 40.7 por ciento con respecto al año anterior.

Figura 10

### Evolución de los descubrimientos



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.



**Descubrimientos  
en 2008 por  
cuena**

La distribución de la incorporación exploratoria por cuena es la siguiente:

- Cuencas del Sureste concentra 335 MMbpce en reservas 1P y 1 mil 373 MMbpce de reservas 3P;
- Cuena de Veracruz alcanza 21 MMbpce en reservas 1P y 60 MMbpce de reservas 3P; y
- Cuena de Burgos contiene 7 MMbpce en reservas 1P y 49 MMbpce de reservas 3P.

Los resultados muestran claramente la dinámica de la estrategia exploratoria, la de identificar nuevas reservas en las cuencas más productivas de crudo y gas no asociado. Las Cuencas del Sureste, en la porción marina, siguen aportando gran cantidad de volúmenes de reservas a incorporar, corroborando con ello el gran potencial petrolero en Aguas Territoriales del Golfo de México. Las cuencas de gas no asociado, por su parte, continúan teniendo descubrimientos que les permitirán mantener su plataforma de producción.

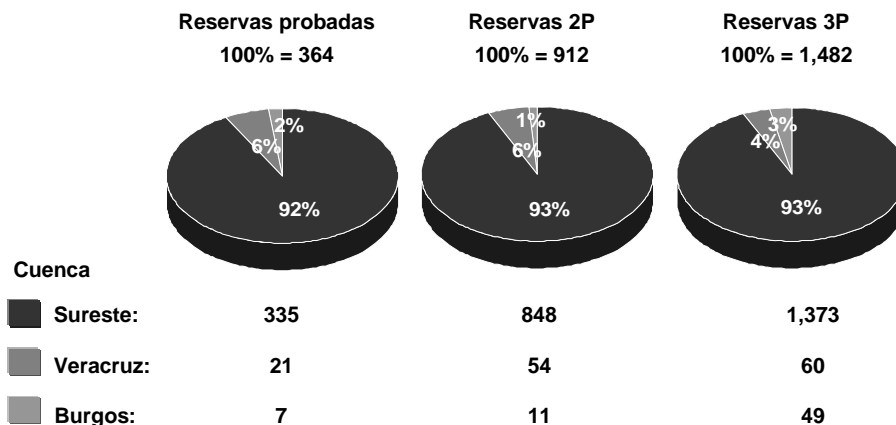
Durante 2008, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 72% del total de reservas 3P, es decir, 1 mil 065 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 417 MMbpce equivalentes a 1 mil 557 miles de millones de pies cúbicos.

Figura 11

## Descubrimientos

Descubrimientos al 1 de enero de 2009

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

### Principales descubrimientos marinos

Al 1 de enero de 2009, los descubrimientos marinos permitieron adicionar reservas probadas por 325 MMbpce, es decir, 237 millones de barriles de aceite y 429 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con respecto a las reservas 3P incorporadas en Aguas Territoriales del Golfo de México, éstas ascendieron a 1 mil 263 MMbpce que corresponde a 1 mil 020 millones de barriles de aceite y 1 mil 188 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los principales descubrimientos costa fuera se dieron con la perforación y terminación de los pozos Tsimin-1, Ayatsil-DL1, Pit-DL1, Tecoalli-1, Xanab-DL1, Kambesah-1 y Yaxché-1DL.

### Principales descubrimientos terrestres

Las actividades exploratorias en la porción terrestre dieron como resultado reservas probadas de 7 millones de barriles de crudo y 163 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 39 MMbpce.

En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 75 millones de barriles de crudo y 725 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representan 219 MMbpce.

Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste mediante la perforación y terminación de los pozos Teotleco-1 y Rabasa-101. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Cali-1, Kabuki-1 y Cauchy-1.

### Revisiones

Las revisiones son el resultado de variaciones originadas por el 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 2008 las revisiones tuvieron un efecto a la baja. La reserva 3P se redujo 1 mil 158 MMbpce. Las principales reducciones se concentraron en los campos del Paleocanal de Chicontepec, Iride, Magallanes-Tucan-Pajonal y Muspac. Las reservas probadas también tuvieron reducciones por concepto de revisión y disminuyeron en 391 MMbpce.

### Desarrollos

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

Al 1 de enero de 2009 las reservas 3P, por concepto de desarrollo de campos, se incrementaron en 312 MMbpce, mientras que las reservas 2P y 1P se incrementaron en 417 y 975 MMbpce, respectivamente

Los campos que observaron incrementos en sus reserva por concepto de desarrollo de campos son Bolontikú, Sunuapa, Ek-Balam, Sen, Costero y Caparroso-Pijije-Escuintle

### Producción

En 2008 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 792 mil barriles de crudo y 6 mil 289 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción anual de 1 mil 451 MMbpce.

### Balance de la reserva probada al 1 de enero de 2009

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. La declinación de las reservas probadas se ha reducido de 7 por ciento en el periodo 2004-2006 a 4 por ciento en el periodo 2007-2009.

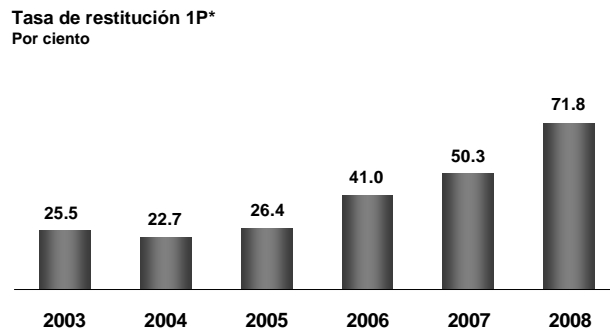
### Tasa de restitución integrada de reservas probadas

Considerando todas las variaciones de reservas probadas generadas por descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones, y divididos entre la producción del periodo da como resultado la tasa de restitución integrada de reservas probadas. Bajo este supuesto, la tasa de restitución integrada para la reserva probada es de 71.8%, la mayor desde la adopción de los linamientos de la SEC, pero aún menor al objetivo de lograr 100 por ciento de tasa de restitución.

### Metas para la tasa de restitución de reservas probadas

Con respecto a la tasa de restitución integrada 1P, ésta irá ascendiendo para alcanzar en el año 2012 un valor de 100%. La reclasificación de reservas probables a reservas probadas provendrá del desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino y Chicontepec, entre otros, así como de actividades de delimitación de campos. Este escenario pronosticado se realizó a partir de valores esperados donde se considera la incertidumbre y riesgo asociados a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos al cierre de 2008, así como a los niveles de inversión que se autoricen en la actividad exploratoria y de explotación.

Figura 12

**Evolución de la tasa de restitución de reservas probadas**

\* Incluye descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones  
Fuente: PEP

**Inversión en exploración**

De 2000 a 2008, el promedio anual de la inversión en exploración fue de aproximadamente 22 mil de millones de pesos.

## Otros aspectos relevantes

### Pozos en aguas profundas

Durante el periodo 2004-2008 se han adquirido 12 mil 389 km de sísmica 2D y 30 mil 186 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, que ayudarán a determinar con mayor certidumbre los recursos prospectivos existentes en el Golfo de México Profundo. Durante este periodo, se han terminado 8 pozos exploratorios en aguas profundas, de los cuales 4 pozos han incorporado reservas. Durante 2008 se terminó el pozo Tamil-1, que confirma un recurso de más de 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que se estima se convertirán en reservas una vez que al menos otro pozo identifique la extensión de la estructura que contiene los hidrocarburos. En la actualidad se encuentra en perforación el pozo Catamac-1.

### Perforación

En 2008 se perforaron y terminaron 664 pozos de desarrollo y 65 pozos exploratorios.

### Costos de extracción

Conforme a definiciones y prácticas internacionales, este indicador se calcula a partir del cociente del total de gastos necesarios para la operación y mantenimiento de pozos, equipos e instalaciones, entre la producción total, expresada en términos de crudo equivalente.

En 2008 el costo de producción en Pemex Exploración y Producción ascendió a 6.16 dólares por barril de petróleo crudo equivalente. En relación al costo registrado el año anterior, se observó un incremento de 26 por ciento en términos reales.

---

## Anexo

### Consultores externos

Desde 1996 PEMEX ha certificado 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.

Las reservas al 1 de enero de 2009, 2010 y 2011 serán certificadas por las compañías Netherland, Sewell International, Ryder Scott y DeGolyer and MacNaughton.

**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**

**Definiciones básicas**

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos		Volumen original de hidrocarburos descubiertos				
		No económico		Económico		
Incertidumbre	No recuperable	P r o b a d a s - E s t i m a c i o n - b a j a	No recuperable	C o n t i n g e n t e s - E s t i m a c i o n - b a j a	Probada - 1P	P r o d u c c i o n
		r e c u r s o s - E s t i m a c i o n - c e n t r a l		r e c u r s o s - E s t i m a c i o n - c e n t r a l	Probable - 2P	
		r e c u r s o s - E s t i m a c i o n - a l t a		r e c u r s o s - E s t i m a c i o n - a l t a	Posible - 3P	

**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**

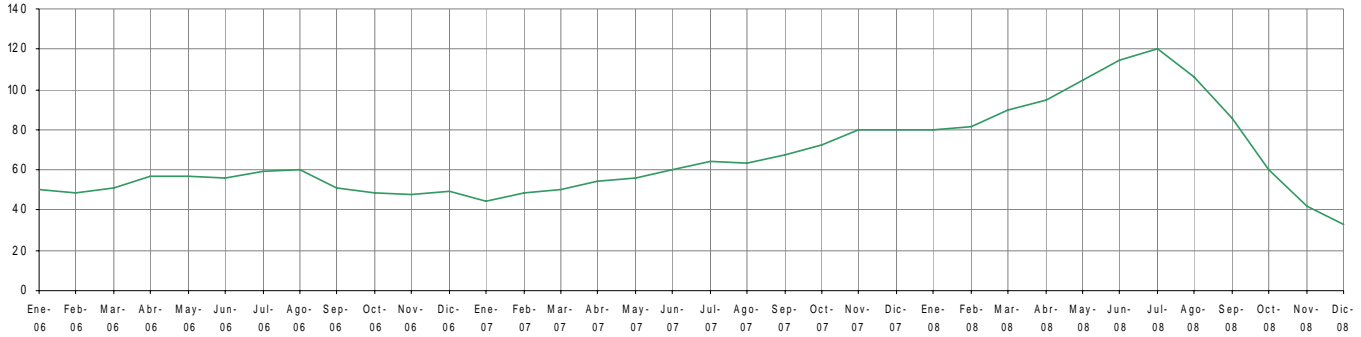
Además de la reserva probada, PEMEX considera reservas probables y posibles para integrar la reserva total, también llamada reserva 3P.

Las reservas probables son aquellas reservas 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.

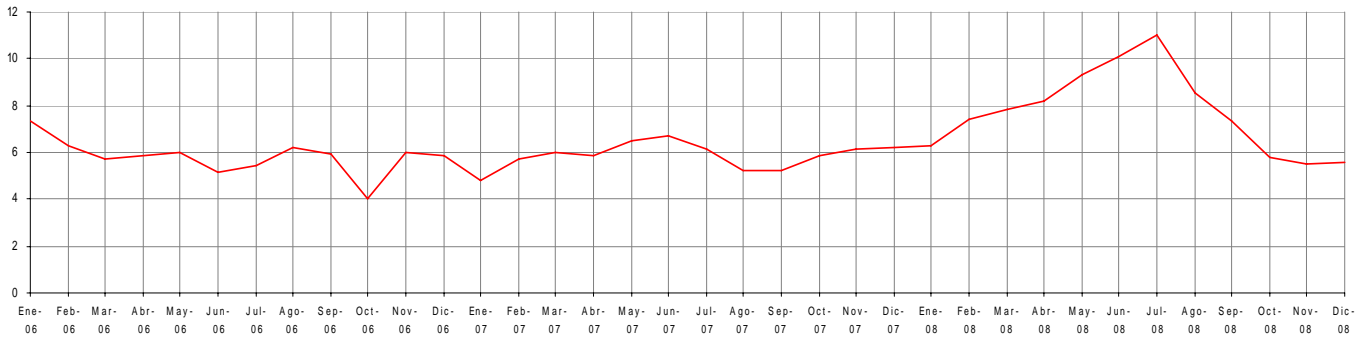
En cuanto a las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas 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**





Cuadro A1

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias								
Composición de las reservas de hidrocarburos de los campos descubiertos en 2008								
Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
<b>Total</b>		<b>244.8</b>	<b>592.0</b>	<b>681.5</b>	<b>1,134.8</b>	<b>1,095.6</b>	<b>1,912.8</b>	<b>1,482.1</b>
<b>Burgos</b>		<b>0.0</b>	<b>40.7</b>	<b>0.0</b>	<b>57.8</b>	<b>0.0</b>	<b>267.1</b>	<b>48.9</b>
Cali	Cali-1	0.0	22.0	0.0	22.0	0.0	160.7	29.3
Dragón	Peroné-1	0.0	0.6	0.0	0.8	0.0	0.8	0.2
Grande	Grande-1	0.0	2.9	0.0	4.2	0.0	16.0	2.8
Murex	Murex-1	0.0	12.9	0.0	18.4	0.0	40.0	7.0
Ricos	Ricos-1001	0.0	2.3	0.0	12.4	0.0	49.6	9.5
<b>Sureste</b>		<b>244.8</b>	<b>440.8</b>	<b>681.5</b>	<b>798.2</b>	<b>1,095.6</b>	<b>1,331.9</b>	<b>1,372.9</b>
Ayatsil	Ayatsil-DL1	88.6	9.2	184.2	19.2	398.7	41.5	406.7
Kambesah	Kambesah-1	16.1	18.2	24.8	28.3	24.8	28.3	30.9
Pit	Pit-DL1	64.9	8.9	278.2	38.3	366.1	50.3	375.9
Rabasa	Rabasa-101	3.7	2.2	15.9	9.8	28.3	17.3	32.6
Tecoalli	Tecoalli-1	6.1	4.3	15.4	10.8	46.2	32.4	54.0
Teotleco	Teotleco-1	3.7	9.9	34.4	92.5	47.2	126.3	77.6
Tsimin	Tsimin-1	41.8	373.7	61.3	547.1	109.4	976.4	307.6
Xanab	Xanab-DL1	9.7	9.1	42.1	39.4	49.8	46.6	59.5
Yaxché	Yaxché-1DL	10.2	5.2	25.1	12.9	25.1	12.9	28.2
<b>Veracruz</b>		<b>0.0</b>	<b>110.6</b>	<b>0.0</b>	<b>278.9</b>	<b>0.0</b>	<b>313.8</b>	<b>60.3</b>
Aral	Aral-1	0.0	2.0	0.0	4.1	0.0	8.0	1.5
Aris	Aris-1	0.0	14.6	0.0	14.6	0.0	14.6	2.8
Cauchy	Cauchy-1	0.0	86.1	0.0	206.8	0.0	223.2	42.9
Kabuki	Kabuki-1	0.0	6.9	0.0	44.3	0.0	56.3	10.8
Maderaceo	Maderaceo-1	0.0	0.9	0.0	9.1	0.0	11.7	2.2

Cuadro A2

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009**

	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>298,308</b>	<b>257,785</b>	<b>43,563</b>	<b>30,930</b>	<b>562</b>	<b>3,491</b>	<b>8,580</b>	<b>60,374</b>	<b>44,623</b>
Probadas	150,566	180,937	14,308	10,404	378	1,083	2,442	17,649	12,702
Probables	84,416	43,190	14,517	10,376	82	1,175	2,885	20,110	15,004
2P	234,982	224,127	28,825	20,780	460	2,257	5,327	37,760	27,706
Posibles	63,326	33,658	14,738	10,150	102	1,234	3,253	22,614	16,916

\* 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 Per

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

**Producción de hidrocarburos por activo**

	2006		2007		2008		Acumulada al 31 de diciembre de 2008	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc
<b>Marina Noreste</b>	<b>1,188.3</b>	<b>1,955.0</b>	<b>1,124.8</b>	<b>2,211.3</b>	<b>1,021.7</b>	<b>2,532.2</b>	<b>36,897.3</b>	<b>61,657.0</b>
Cantarell	804.7	335.9	738.7	422.4	638.9	695.9	15,919.0	7,283.2
Ku-Maloob-Zaap	657.3	262.0	546.2	344.9	380.5	596.0	13,259.6	5,946.7
<b>Marina Suroeste</b>	<b>173.4</b>	<b>312.5</b>	<b>184.6</b>	<b>362.3</b>	<b>183.1</b>	<b>374.4</b>	<b>5,653.0</b>	<b>6,699.8</b>
Abkatún-Pol-Chuc	121.2	187.1	114.0	198.6	112.8	208.3	5,217.8	5,721.2
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Litoral de Tabasco	52.2	125.4	70.7	163.6	70.3	166.1	435.2	978.6
<b>Norte</b>	<b>30.8</b>	<b>813.1</b>	<b>31.7</b>	<b>932.9</b>	<b>31.9</b>	<b>931.1</b>	<b>5,668.7</b>	<b>20,464.8</b>
Aceite Terciario del Golfo	8.3	9.8	8.0	9.3	10.7	18.9	160.1	269.8
Burgos	0.0	485.5	0.0	515.3	0.0	506.1	33.3	10,453.8
Poza Rica-Altamira	22.0	53.7	23.1	71.9	20.5	55.9	5,399.4	7,392.3
Veracruz	0.5	264.0	0.7	336.4	0.8	350.1	75.8	2,348.9
<b>Sur</b>	<b>179.3</b>	<b>493.5</b>	<b>169.8</b>	<b>493.8</b>	<b>167.9</b>	<b>530.9</b>	<b>9,656.6</b>	<b>27,209.2</b>
Bellota-Jujo	80.0	99.1	69.4	87.5	64.0	91.7	2,920.8	4,439.6
Cinco Presidentes	14.4	20.7	16.3	22.4	17.3	24.7	1,737.4	2,117.9
Macuspana	2.4	70.4	3.8	81.4	5.8	95.3	28.8	5,651.2
Muspac	12.2	134.5	12.3	113.5	13.2	109.6	1,686.1	9,267.7
Samaria-Luna	70.3	168.9	68.1	188.9	67.6	209.5	3,283.5	5,732.8

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 al 1 de enero de 2009

	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>298,308.2</b>	<b>257,785.3</b>	<b>43,562.6</b>	<b>30,929.8</b>	<b>561.7</b>	<b>3,491.3</b>	<b>8,579.7</b>	<b>60,374.3</b>	<b>44,622.7</b>
Marina Noreste	66,087.6	26,033.0	12,785.9	11,656.6	368.9	256.6	503.7	4,892.9	2,619.7
Marina Suroeste	25,273.4	33,394.2	5,189.4	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	9,571.8	7,165.8
Norte	166,240.5	123,900.7	19,724.8	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	36,503.1	28,005.0
Sur	40,706.7	74,457.5	5,862.5	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	9,406.5	6,832.1
<b>Probadas</b>	<b>150,565.8</b>	<b>180,936.6</b>	<b>14,307.7</b>	<b>10,404.2</b>	<b>378.4</b>	<b>1,082.9</b>	<b>2,442.3</b>	<b>17,649.5</b>	<b>12,702.0</b>
Marina Noreste	54,356.6	23,981.4	6,712.3	5,919.3	256.1	183.0	353.9	3,365.8	1,840.4
Marina Suroeste	17,691.1	21,615.9	1,893.9	1,176.0	38.0	221.2	458.8	3,462.9	2,386.0
Norte	41,592.2	66,663.6	1,652.4	828.7	8.0	105.5	710.1	4,218.7	3,693.3
Sur	36,926.0	68,675.6	4,049.1	2,480.2	76.3	573.1	919.5	6,602.1	4,782.2
<b>Probables</b>	<b>84,416.3</b>	<b>43,190.4</b>	<b>14,516.9</b>	<b>10,375.8</b>	<b>81.6</b>	<b>1,174.6</b>	<b>2,884.9</b>	<b>20,110.5</b>	<b>15,004.4</b>
Marina Noreste	5,616.1	897.3	2,977.1	2,844.5	42.1	30.9	59.7	631.1	310.3
Marina Suroeste	3,396.3	5,439.7	1,536.9	985.5	23.7	146.3	381.3	2,675.9	1,983.2
Norte	72,895.5	32,576.6	8,862.6	5,845.0	4.6	838.4	2,174.6	14,901.3	11,310.0
Sur	2,508.4	4,276.9	1,140.3	700.8	11.1	159.0	269.4	1,902.2	1,400.9
<b>2P</b>	<b>234,982.2</b>	<b>224,127.0</b>	<b>28,824.6</b>	<b>20,780.0</b>	<b>460.0</b>	<b>2,257.4</b>	<b>5,327.2</b>	<b>37,760.0</b>	<b>27,706.4</b>
Marina Noreste	59,972.7	24,878.7	9,689.4	8,763.8	298.2	213.9	413.5	3,996.8	2,150.8
Marina Suroeste	21,087.4	27,055.6	3,430.8	2,161.5	61.7	367.6	840.1	6,138.8	4,369.2
Norte	114,487.7	99,240.3	10,515.0	6,673.7	12.7	943.9	2,884.7	19,120.0	15,003.3
Sur	39,434.3	72,952.5	5,189.4	3,181.1	87.4	732.1	1,188.9	8,504.3	6,183.1
<b>Posibles</b>	<b>63,326.0</b>	<b>33,658.3</b>	<b>14,737.9</b>	<b>10,149.8</b>	<b>101.7</b>	<b>1,233.8</b>	<b>3,252.6</b>	<b>22,614.3</b>	<b>16,916.3</b>
Marina Noreste	6,114.9	1,154.3	3,096.5	2,892.8	70.7	42.8	90.2	896.1	468.9
Marina Suroeste	4,186.0	6,338.6	1,758.5	1,056.0	22.8	142.1	537.7	3,433.0	2,796.6
Norte	51,752.8	24,660.4	9,209.9	5,729.2	6.5	974.3	2,499.9	17,383.0	13,001.8
Sur	1,272.4	1,505.0	673.0	471.8	1.8	74.7	124.8	902.2	649.0

\* 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 A5

**Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias**  
**Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2009**

	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>66,087.6</b>	<b>26,033.0</b>	<b>12,785.9</b>	<b>11,656.6</b>	<b>368.9</b>	<b>256.6</b>	<b>503.7</b>	<b>4,892.9</b>	<b>2,619.7</b>
Cantarell	37,761.3	17,836.6	6,429.1	5,657.9	258.6	171.8	340.8	2,840.4	1,772.6
Ku-Maloob-Zaap	28,326.3	8,196.4	6,356.8	5,998.7	110.3	84.9	162.9	2,052.5	847.1
<b>Probadas</b>	<b>54,356.6</b>	<b>23,981.4</b>	<b>6,712.3</b>	<b>5,919.3</b>	<b>256.1</b>	<b>183.0</b>	<b>353.9</b>	<b>3,365.8</b>	<b>1,840.4</b>
Cantarell	36,961.1	17,583.9	3,501.6	2,958.2	184.8	121.9	236.6	1,992.2	1,230.5
Ku-Maloob-Zaap	17,395.5	6,397.6	3,210.7	2,961.0	71.3	61.1	117.3	1,373.5	609.9
<b>Probables</b>	<b>5,616.1</b>	<b>897.3</b>	<b>2,977.1</b>	<b>2,844.5</b>	<b>42.1</b>	<b>30.9</b>	<b>59.7</b>	<b>631.1</b>	<b>310.3</b>
Cantarell	293.2	58.0	1,290.3	1,216.3	22.2	17.6	34.2	284.2	177.9
Ku-Maloob-Zaap	5,322.9	839.3	1,686.8	1,628.2	19.9	13.3	25.5	346.9	132.4
<b>2P</b>	<b>59,972.7</b>	<b>24,878.7</b>	<b>9,689.4</b>	<b>8,763.8</b>	<b>298.2</b>	<b>213.9</b>	<b>413.5</b>	<b>3,996.8</b>	<b>2,150.8</b>
Cantarell	37,254.3	17,641.9	4,791.9	4,174.6	207.0	139.5	270.8	2,276.5	1,408.4
Ku-Maloob-Zaap	22,718.4	7,236.8	4,897.5	4,589.2	91.2	74.4	142.7	1,720.4	742.4
<b>Posibles</b>	<b>6,114.9</b>	<b>1,154.3</b>	<b>3,096.5</b>	<b>2,892.8</b>	<b>70.7</b>	<b>42.8</b>	<b>90.2</b>	<b>896.1</b>	<b>468.9</b>
Cantarell	507.0	194.8	1,637.2	1,483.3	51.6	32.3	70.0	563.9	364.2
Ku-Maloob-Zaap	5,607.9	959.6	1,459.3	1,409.5	19.1	10.5	20.1	332.2	104.7

\* 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 al 1 de enero de 2009**

	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>25,273.4</b>	<b>33,394.2</b>	<b>5,189.4</b>	<b>3,217.4</b>	<b>84.5</b>	<b>509.7</b>	<b>1,377.8</b>	<b>9,571.8</b>	<b>7,165.8</b>
Abkatún-Pol-Chuc	16,559.2	15,978.3	1,448.8	1,083.4	33.6	118.3	213.5	1,784.8	1,110.2
Holok-Temoa	0.0	3,497.7	514.9	0.0	23.2	70.1	421.6	2,430.3	2,192.7
Litoral de Tabasco	8,714.2	13,918.2	3,225.6	2,134.0	27.7	321.2	742.7	5,356.7	3,862.9
<b>Probadas</b>	<b>17,691.1</b>	<b>21,615.9</b>	<b>1,893.9</b>	<b>1,176.0</b>	<b>38.0</b>	<b>221.2</b>	<b>458.8</b>	<b>3,462.9</b>	<b>2,386.0</b>
Abkatún-Pol-Chuc	14,158.1	14,459.1	819.3	563.4	22.6	82.8	150.5	1,243.1	782.7
Holok-Temoa	0.0	428.5	70.4	0.0	4.4	13.6	52.3	308.6	272.1
Litoral de Tabasco	3,533.0	6,728.4	1,004.3	612.6	11.0	124.8	256.0	1,911.2	1,331.2
<b>Probables</b>	<b>3,396.3</b>	<b>5,439.7</b>	<b>1,536.9</b>	<b>985.5</b>	<b>23.7</b>	<b>146.3</b>	<b>381.3</b>	<b>2,675.9</b>	<b>1,983.2</b>
Abkatún-Pol-Chuc	1,249.1	1,133.1	433.2	343.9	8.9	29.0	51.5	437.1	267.7
Holok-Temoa	0.0	910.4	130.1	0.0	6.8	20.4	102.9	606.9	535.2
Litoral de Tabasco	2,147.2	3,396.1	973.5	641.6	8.1	96.9	226.9	1,631.9	1,180.3
<b>2P</b>	<b>21,087.4</b>	<b>27,055.6</b>	<b>3,430.8</b>	<b>2,161.5</b>	<b>61.7</b>	<b>367.6</b>	<b>840.1</b>	<b>6,138.8</b>	<b>4,369.2</b>
Abkatún-Pol-Chuc	15,407.2	15,592.2	1,252.5	907.3	31.4	111.8	202.0	1,680.2	1,050.4
Holok-Temoa	0.0	1,338.9	200.5	0.0	11.2	34.0	155.2	915.5	807.3
Litoral de Tabasco	5,680.2	10,124.5	1,977.8	1,254.2	19.1	221.7	482.9	3,543.1	2,511.5
<b>Posibles</b>	<b>4,186.0</b>	<b>6,338.6</b>	<b>1,758.5</b>	<b>1,056.0</b>	<b>22.8</b>	<b>142.1</b>	<b>537.7</b>	<b>3,433.0</b>	<b>2,796.6</b>
Abkatún-Pol-Chuc	1,152.0	386.2	196.3	176.2	2.1	6.5	11.5	104.6	59.8
Holok-Temoa	0.0	2,158.8	314.5	0.0	12.0	36.1	266.4	1,514.8	1,385.4
Litoral de Tabasco	3,034.0	3,793.7	1,247.8	879.8	8.6	99.6	259.8	1,813.6	1,351.4

\* 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 al 1 de enero de 2009

	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
<b>Totales (3P)</b>	<b>166,240.5</b>	<b>123,900.7</b>	<b>19,724.8</b>	<b>12,402.9</b>	<b>19.1</b>	<b>1,918.2</b>	<b>5,384.6</b>	<b>36,503.1</b>	<b>28,005.0</b>
Aceite Terciario del Golfo	136,783.6	54,222.0	17,392.7	11,554.0	0.0	1,790.2	4,048.5	28,822.7	21,055.8
Burgos	142.3	21,895.6	963.0	0.0	17.9	74.6	870.5	4,786.8	4,527.4
Poza Rica-Altamira	28,492.8	42,172.2	1,103.9	820.4	0.0	47.8	235.7	1,666.8	1,225.7
Veracruz	821.9	5,610.9	265.3	28.5	1.3	5.5	230.0	1,226.7	1,196.1
<b>Probadas</b>	<b>41,592.2</b>	<b>66,663.6</b>	<b>1,652.4</b>	<b>828.7</b>	<b>8.0</b>	<b>105.5</b>	<b>710.1</b>	<b>4,218.7</b>	<b>3,693.3</b>
Aceite Terciario del Golfo	13,114.5	4,467.8	668.2	501.0	0.0	51.2	115.9	824.6	603.0
Burgos	130.0	16,674.7	391.2	0.0	7.6	32.6	351.0	1,933.4	1,825.6
Poza Rica-Altamira	27,569.2	40,061.0	412.4	314.7	0.0	20.1	77.6	587.7	403.6
Veracruz	778.6	5,460.2	180.5	13.0	0.4	1.6	165.6	873.0	861.1
<b>Probables</b>	<b>72,895.5</b>	<b>32,576.6</b>	<b>8,862.6</b>	<b>5,845.0</b>	<b>4.6</b>	<b>838.4</b>	<b>2,174.6</b>	<b>14,901.3</b>	<b>11,310.0</b>
Aceite Terciario del Golfo	72,701.6	29,248.5	8,134.0	5,507.2	0.0	803.6	1,823.2	12,869.1	9,482.4
Burgos	8.6	2,314.2	230.3	0.0	4.5	19.0	206.8	1,133.0	1,075.5
Poza Rica-Altamira	149.8	976.9	455.9	332.7	0.0	15.4	107.8	704.3	560.5
Veracruz	35.5	37.0	42.5	5.1	0.1	0.4	36.8	194.9	191.5
<b>2P</b>	<b>114,487.7</b>	<b>99,240.3</b>	<b>10,515.0</b>	<b>6,673.7</b>	<b>12.7</b>	<b>943.9</b>	<b>2,884.7</b>	<b>19,120.0</b>	<b>15,003.3</b>
Aceite Terciario del Golfo	85,816.1	33,716.3	8,802.2	6,008.2	0.0	854.8	1,939.2	13,693.8	10,085.4
Burgos	138.6	18,988.9	621.5	0.0	12.2	51.5	557.8	3,066.4	2,901.2
Poza Rica-Altamira	27,719.0	41,037.9	868.3	647.4	0.0	35.5	185.4	1,292.0	964.1
Veracruz	814.0	5,497.2	223.0	18.1	0.5	2.0	202.4	1,067.9	1,052.6
<b>Posibles</b>	<b>51,752.8</b>	<b>24,660.4</b>	<b>9,209.9</b>	<b>5,729.2</b>	<b>6.5</b>	<b>974.3</b>	<b>2,499.9</b>	<b>17,383.0</b>	<b>13,001.8</b>
Aceite Terciario del Golfo	50,967.5	20,505.7	8,590.5	5,545.8	0.0	935.4	2,109.3	15,129.0	10,970.5
Burgos	3.7	2,906.7	341.5	0.0	5.7	23.1	312.7	1,720.4	1,626.2
Poza Rica-Altamira	773.8	1,134.3	235.6	173.0	0.0	12.3	50.3	374.8	261.6
Veracruz	7.9	113.7	42.2	10.4	0.8	3.5	27.6	158.8	143.5

\* 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 A8

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias  
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur al 1 de enero de 2009

	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>40,706.7</b>	<b>74,457.5</b>	<b>5,862.5</b>	<b>3,652.9</b>	<b>89.2</b>	<b>806.8</b>	<b>1,313.6</b>	<b>9,406.5</b>	<b>6,832.1</b>
Bellota-Jujo	11,854.3	15,492.5	1,681.5	1,095.6	45.6	215.6	324.7	2,492.9	1,688.8
Cinco Presidentes	7,134.3	6,821.3	495.4	390.4	0.0	39.9	65.0	528.5	338.3
Macuspana	435.1	9,047.7	383.4	97.2	0.6	79.9	205.8	1,299.4	1,070.2
Muspac	7,410.5	24,896.9	733.7	343.3	7.5	149.1	233.9	1,675.4	1,216.6
Samaria-Luna	13,872.5	18,199.1	2,568.5	1,726.4	35.6	322.4	484.2	3,410.4	2,518.3
<b>Probadas</b>	<b>36,926.0</b>	<b>68,675.6</b>	<b>4,049.1</b>	<b>2,480.2</b>	<b>76.3</b>	<b>573.1</b>	<b>919.5</b>	<b>6,602.1</b>	<b>4,782.2</b>
Bellota-Jujo	10,828.1	14,011.7	1,439.7	930.7	40.4	187.5	281.1	2,155.4	1,461.8
Cinco Presidentes	6,721.5	6,273.9	247.0	190.9	0.0	21.3	34.8	271.6	180.7
Macuspana	256.0	7,860.0	169.0	39.4	0.6	29.0	100.1	609.3	520.7
Muspac	6,725.3	23,384.5	316.1	98.7	5.1	84.9	127.4	915.9	662.5
Samaria-Luna	12,395.1	17,145.6	1,877.3	1,220.5	30.2	250.5	376.2	2,650.0	1,956.4
<b>Probables</b>	<b>2,508.4</b>	<b>4,276.9</b>	<b>1,140.3</b>	<b>700.8</b>	<b>11.1</b>	<b>159.0</b>	<b>269.4</b>	<b>1,902.2</b>	<b>1,400.9</b>
Bellota-Jujo	939.7	1,310.0	208.4	141.8	4.6	24.8	37.2	289.7	193.5
Cinco Presidentes	230.4	314.3	117.8	92.0	0.0	9.8	16.0	118.2	83.0
Macuspana	147.5	882.0	153.9	42.7	0.1	34.5	76.6	494.4	398.6
Muspac	529.4	1,213.7	201.9	109.1	1.4	34.7	56.7	416.3	294.9
Samaria-Luna	661.4	557.0	458.4	315.2	5.1	55.2	82.9	583.5	431.0
<b>2P</b>	<b>39,434.3</b>	<b>72,952.5</b>	<b>5,189.4</b>	<b>3,181.1</b>	<b>87.4</b>	<b>732.1</b>	<b>1,188.9</b>	<b>8,504.3</b>	<b>6,183.1</b>
Bellota-Jujo	11,767.8	15,321.6	1,648.1	1,072.5	45.0	212.3	318.3	2,445.2	1,655.3
Cinco Presidentes	6,951.8	6,588.1	364.8	282.9	0.0	31.1	50.7	389.8	263.8
Macuspana	403.5	8,742.0	322.9	82.1	0.6	63.5	176.7	1,103.7	919.2
Muspac	7,254.7	24,598.1	518.0	207.8	6.5	119.6	184.1	1,332.2	957.4
Samaria-Luna	13,056.5	17,702.6	2,335.7	1,535.7	35.3	305.6	459.0	3,233.5	2,387.4
<b>Posibles</b>	<b>1,272.4</b>	<b>1,505.0</b>	<b>673.0</b>	<b>471.8</b>	<b>1.8</b>	<b>74.7</b>	<b>124.8</b>	<b>902.2</b>	<b>649.0</b>
Bellota-Jujo	86.5	170.9	33.4	23.1	0.6	3.3	6.4	47.8	33.5
Cinco Presidentes	182.5	233.2	130.6	107.5	0.0	8.8	14.3	138.7	74.5
Macuspana	31.6	305.6	60.5	15.1	0.0	16.4	29.0	195.7	150.9
Muspac	155.8	298.7	215.7	135.4	1.0	29.5	49.8	343.2	259.2
Samaria-Luna	816.0	496.5	232.8	190.6	0.2	16.8	25.2	176.8	130.9

\* 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.

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  
abrugmann@dcf.pemex.com

Eduardo Ruíz-Healy  
eruizh@dcf.pemex.com

Rebeca González  
rgonzalez@dcf.pemex.com

Guillermo Regalado  
gregalado@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.*