

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011

Estimación

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (i) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (ii) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Reservas probadas al 1 de enero de 2011

Al 1 de enero de 2011, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13 mil 796 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 74% corresponde a crudo; 9% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco.

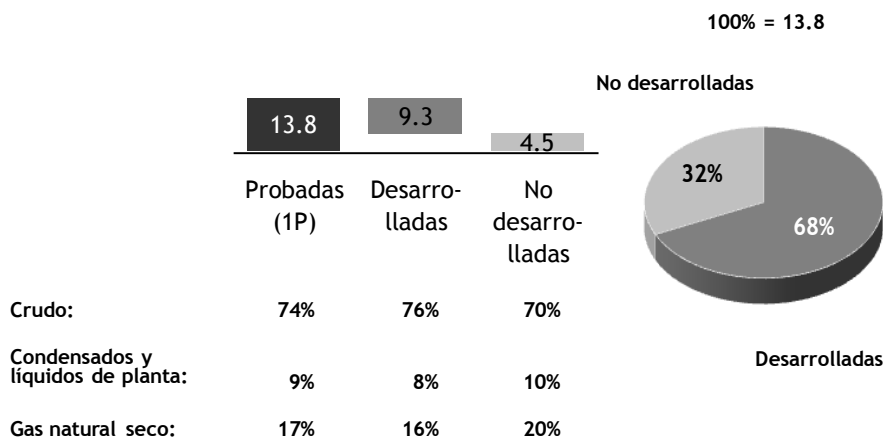
Del total de reservas probadas, 9,320 MMbpce, o 68%, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas con la infraestructura actual e inversiones moderadas. El 73% de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc. Regionalmente, el 61% equivalente a 5 mil 656 MMbpce se ubican en los campos de las regiones marinas y el restante 39% o 3 mil 664 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, ascienden a 4,476 MMbpce, o 32% de las reservas probadas. El 55% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Tsimin, Ayatsil, Kayab y Xux. Las regiones marinas concentran 60% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el restante 40%.

Figura 1

Reservas probadas al 1 de enero de 2011

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



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2011

Las reservas probables alcanzan 15,013 MMbpce. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 28,809 MMbpce. El 57% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, la porción marina concentra el 32% de estas reservas, donde destacan el complejo Ku-Maloob-Zaap, Akal, Ayatsil, Pit y Tsimin.

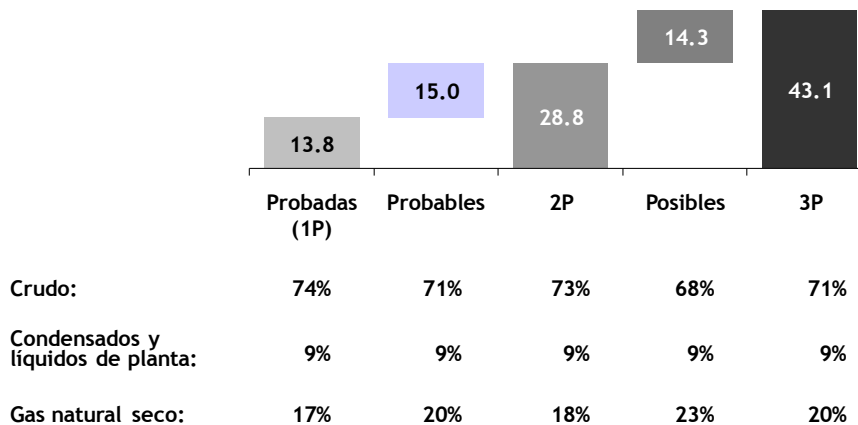
Las reservas posibles alcanzaron 14,264 MMbpce que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 43,074 MMbpce. El 56% de estas reservas se localizan en Chicontepec, mientras que 37% se concentran en las regiones marinas.

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

Es importante mencionar que, al igual que se informó el año pasado, existen diferencias en las estimaciones de las reservas probables y posibles con el certificador externo que audita las reservas del proyecto Aceite Terciario del Golfo, que surgen de distintos criterios ingenieriles y económicos básicamente relacionados con los resultados esperados de la prueba piloto de inyección de agua actualmente en ejecución, así como de la aplicación de otras tecnologías. Otro elemento es que, los factores de recuperación finales pueden ser incluso mayores a los estimados por PEMEX, considerando los campos análogos a Chicontepec existentes en el mundo.

Figura 2
Reservas 3P al 1 de enero de 2011

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



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

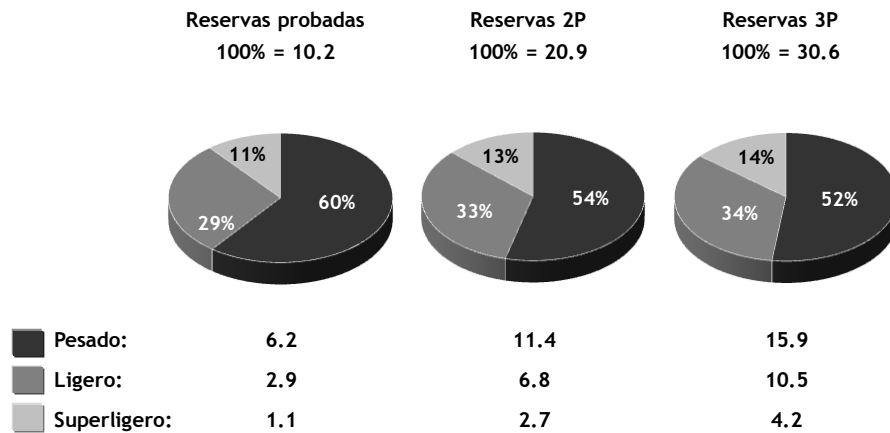
Reservas de crudo

Al 1 de enero de 2011 las reservas probadas de crudo se sitúan en 10,161 millones de barriles (MMb), de los que 60% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 11% a crudo superligero.¹

Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 30,559 MMb, correspondiendo 52% a crudo pesado, 34% a crudo ligero y 14% a crudo superligero.

Figura 3
Composición de las reservas de crudo

Reservas de crudo al 1 de enero de 2011
Miles de millones de barriles (MMMb)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

¹ 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.

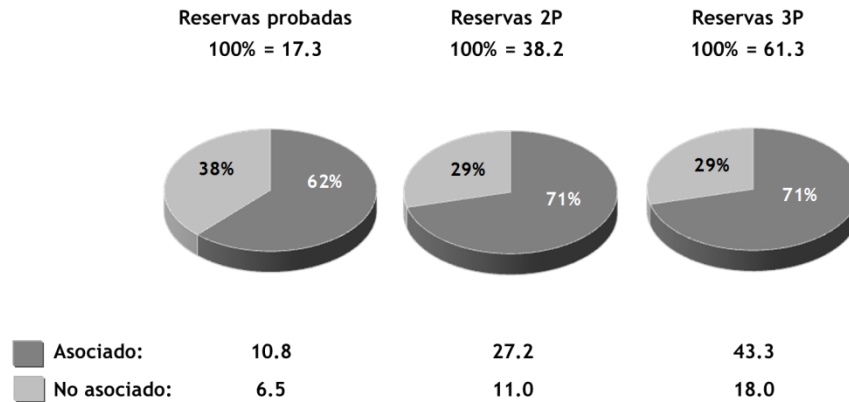
Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 17,316 mil millones de pies cúbicos (MMMpc), de los que 62% corresponden a gas asociado y 38% a gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 61,275 MMMpc, de los que 71% corresponden a gas asociado y 29% a gas no asociado. Los activos integrales Burgos y Veracruz concentran 30% de las reservas 3P de gas no asociado.

Figura 4
Composición de las reservas de gas natural

Reservas de gas natural al 1 de enero de 2011
Billones de pies cúbicos (MMMpc)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

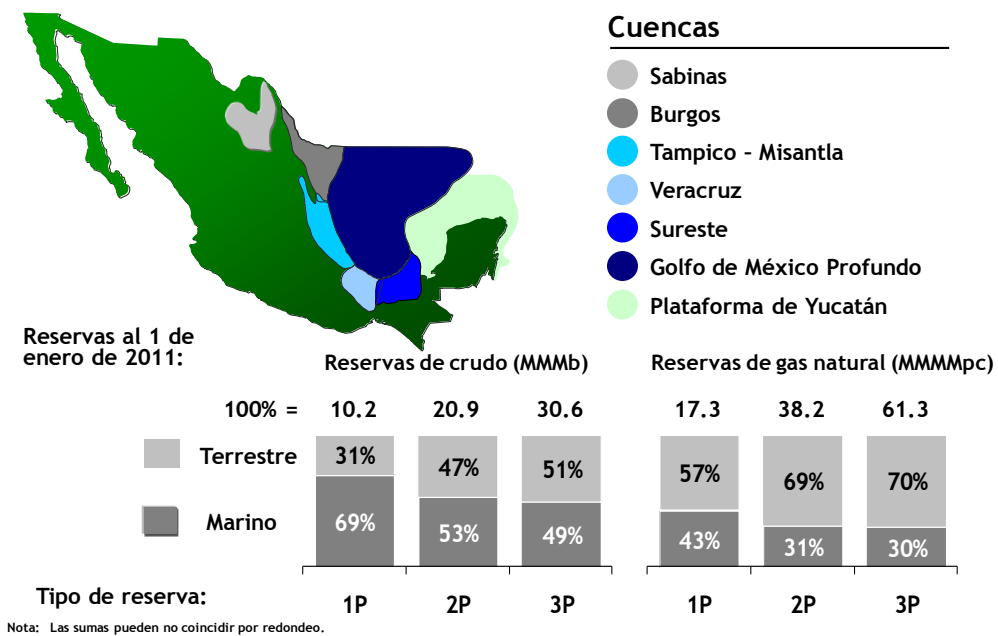
Reservas marinas y terrestres

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 69%, se localizan en campos marinos; el restante 31% se ubica en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 57% se ubica en campos terrestres y 43% en regiones marinas.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 51% es de campos terrestres y el 49% de campos costa fuera, mientras que 70% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 30% en regiones marinas.

Figura 5

Distribución geográfica de las reservas

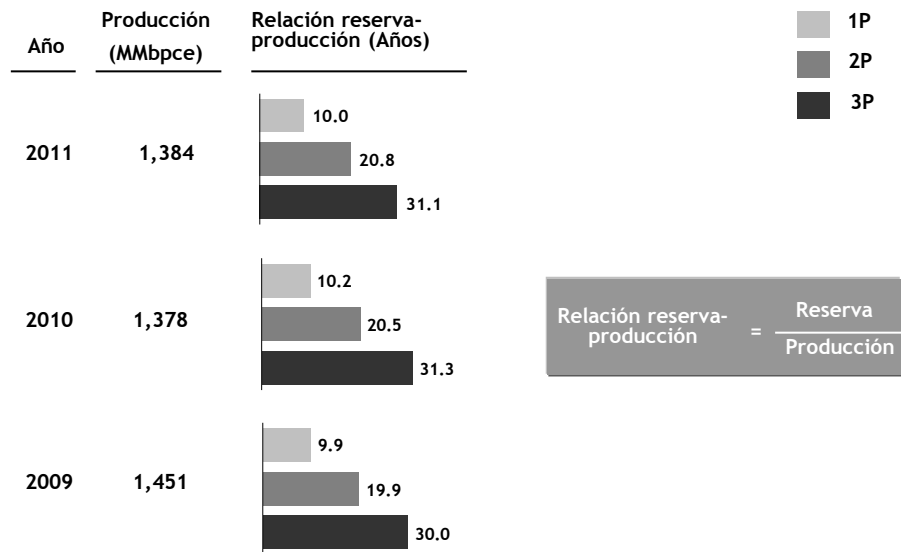


**Relación
reserva-
producción**

La relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2011 entre la producción de 2010, es de 31.1 años para la reserva 3P, 20.8 años para la reserva 2P y 10.0 años para la reserva probada.

Figura 6

Relación reserva-producción*



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

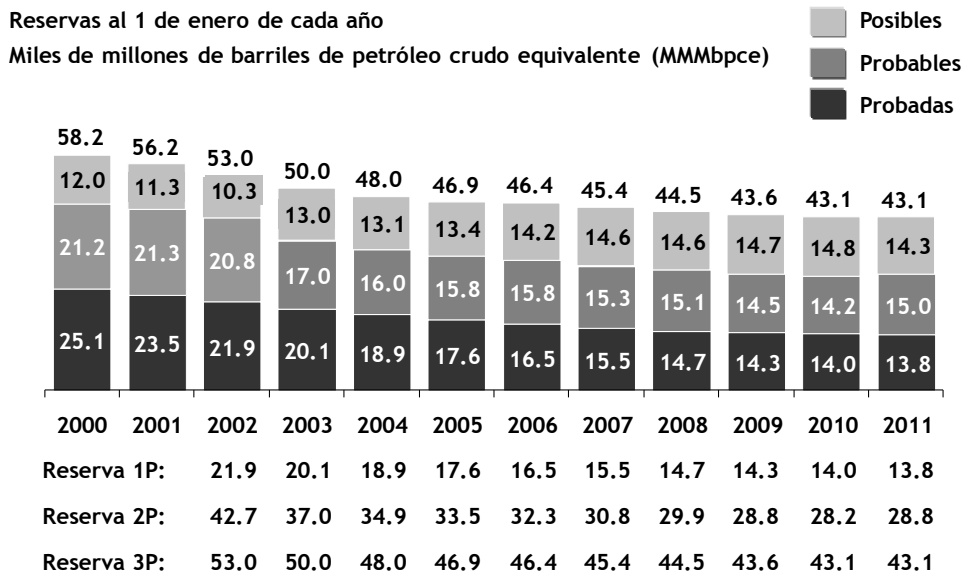
Evolución de las reservas

La variación de reservas 3P se explica principalmente por actividad exploratoria. La tasa de declinación promedio de las reservas 3P en el periodo 2007-2010 es de 1.0%, debido a que la incorporación de reservas 3P por actividad exploratoria se ha mantenido por arriba de 1,000 MMBpce por año.

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, 4% en el periodo 2007-2008, 2% en el periodo 2008-2009 y 1% en el periodo 2009-2010.

Figura 7

Evolución de las reservas



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.
A partir del año 2002 se adoptan los lineamientos de la SEC en reservas probadas

Evolución de las reservas de crudo

Del 1 de enero de 2010 al 1 de enero de 2011, las reservas 3P de crudo se incrementaron en 62 MMb, principalmente por efecto de la incorporación exploratoria de 878 MMb de crudo. Las reservas probadas disminuyeron 259 MMb debido principalmente por efecto de la producción de crudo de 940 MMb en 2010. Asimismo, las reservas probables incrementaron 716 MMb de crudo por la incorporación exploratoria así como la reclasificación de reserva posible a probable originada principalmente por los campos Tsimin y Lakach. Las reservas posibles se disminuyeron en 395 MMb por efecto básicamente de las reclasificaciones hechas por los descubrimientos realizados durante 2010.

Evolución de las reservas de gas natural

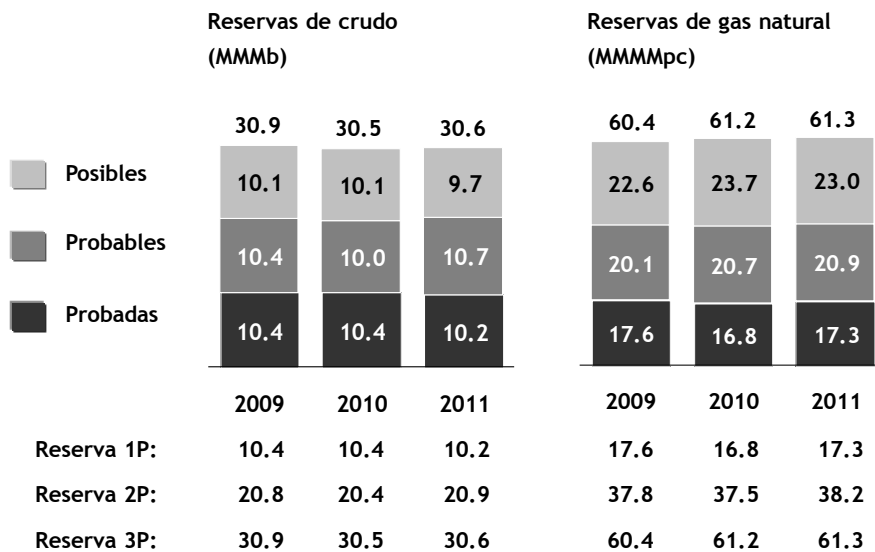
De 2010 a 2011 las reservas 3P de gas natural aumentaron en 39 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), por efecto principalmente de los descubrimientos de 2,724 MMMpc de gas natural que lograron compensar un volumen importante de la producción, al extraerse 2,562 MMMpc de gas natural durante 2010.

Las reservas probadas de gas natural se incrementaron en 502 MMMpc, o 3%, 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



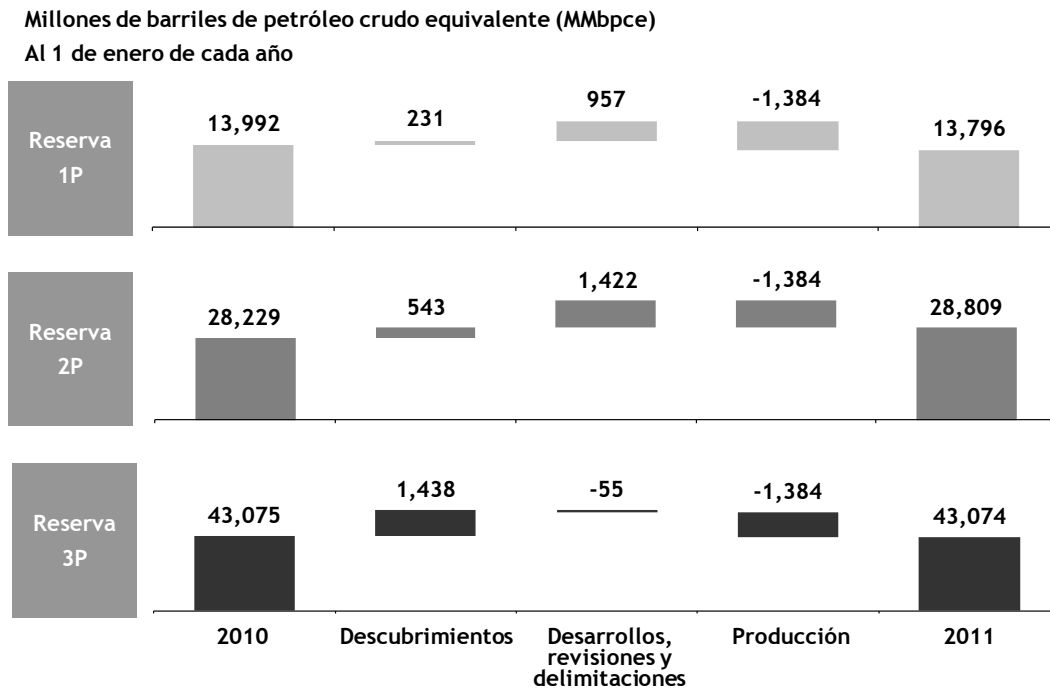
Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Cambio en las reservas 2010 - 2011

Al 1 de enero de 2011, la reserva probada observó un decremento de 196 MMbpce con respecto al año anterior. La reserva 2P se incrementó en 580 MMbpce y la reserva 3P se redujo en tan sólo 1 MMbpce. La principal causa de estas variaciones fue la producción de 1,384 MMbpce compensada parcialmente por la restitución por descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones.

Figura 9

Cambio en las reservas 2010 - 2011



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Principales descubrimientos

Descubrimientos 2006 - 2010

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 2006 - 2010 se han descubierto 6,713 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 4,030 MMb de crudo y 12 billones 973 MMMpc de gas natural. Durante 2010, las actividades exploratorias permitieron incorporar 1,438 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 231 MMbpce son reservas probadas, 312 MMbpce reservas probables y 895 MMbpce son posibles.

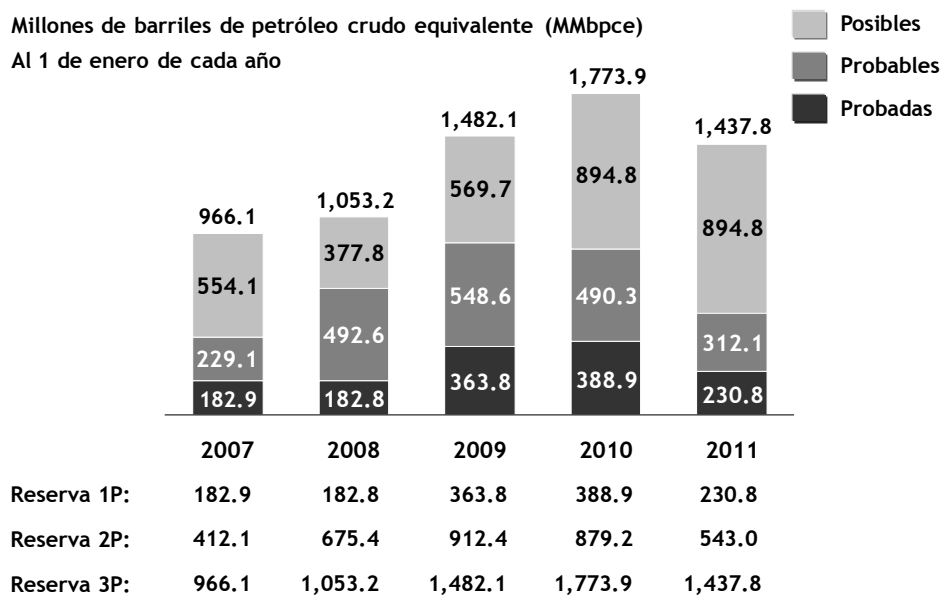
Conviene mencionar que las actividades exploratorias durante el periodo 2007-2010 han permitido incorporar anualmente volúmenes sostenidos de reservas superiores a los 1,000 MMbpce, lo que ha permitido cumplir con los compromisos de incorporación de reservas por actividad exploratoria.

Figura 10

Evolución de los descubrimientos

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)

Al 1 de enero de cada año



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Descubrimientos en 2010 por cuenca

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

Cuencas del Sureste concentra 215 MMbpce en reservas 1P y 1,380 MMbpce de reservas 3P; Cuenca de Veracruz alcanza 10 MMbpce en reservas 1P y 27 MMbpce de reservas 3P; Cuenca de Burgos contiene 4 MMbpce en reservas 1P y 16 MMbpce de reservas 3P; y Cuenca de Sabinas contiene 1 MMbpce en reservas 1P y 4 MMbpce de reservas 3P. Cuenca de Tampico-Misantla contiene 0 MMbpce en reservas 1P y 11 MMbpce de reservas 3P

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

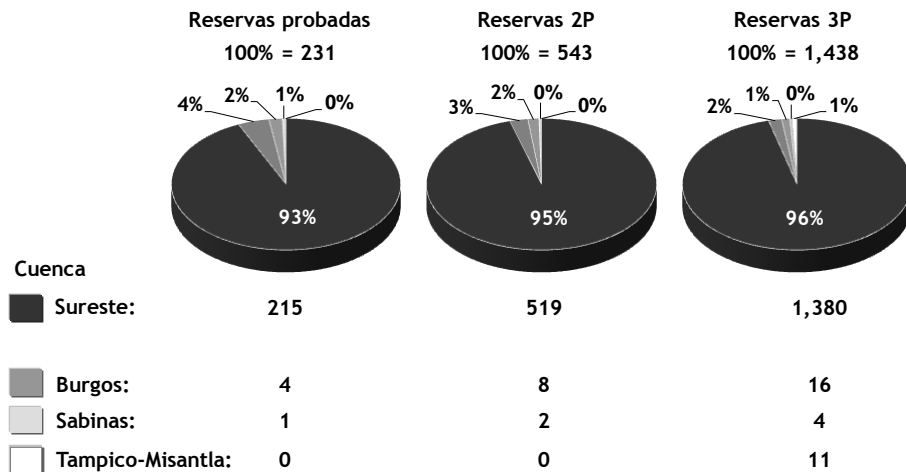
Durante 2010, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 42% del total de reservas 3P, es decir, 609 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 829 MMbpce equivalentes a 2 billones 312 MMMpc.

Figura 11

Descubrimientos 2010

Descubrimientos al 1 de enero de 2011

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Principales descubrimientos marinos

Al 1 de enero de 2011, los descubrimientos marinos permitieron adicionar reservas probadas por 132 MMbpce, es decir, 82 MMb de aceite y 253 MMMpc de gas natural.

Con respecto a las reservas 3P incorporadas en Aguas Territoriales del Golfo de México, éstas ascendieron a 1,032 MMbpce que corresponde a 609 MMb de crudo y 2,098 MMMpc de gas natural. Los principales descubrimientos costa fuera se dieron con la perforación y terminación de los pozos Tsimin-1DL, Utsil-1 y Xux-1.

Principales descubrimientos terrestres

Las actividades exploratorias en la porción terrestre dieron como resultado reservas probadas de 55 MMb de crudo y 203 MMMpc de gas natural, que equivalen a 99 MMbpce. En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 269 MMb de crudo y 626 MMMpc de gas natural, que representan 406 MMbpce.

Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste y se deben a la perforación y terminación de los pozos Bricol-2DL, Palapa-301, Pachira-1, Brillante-1, Juspí-101A, Guaricho-501 y Naguin-1. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos, Sabinas y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Cucaña-1001, Monclova-1001 y Rabel-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 2010 las revisiones tuvieron un efecto positivo a la alza. La reserva 3P se incrementó 304 MMbpce. Las razones principales se centran en los incrementos de los campos de Ku-Maloob-Zaap, Ayatsil, Abkatún, Ixtal y Sinán. Las reservas probadas también tuvieron incremento por concepto de revisión en 100 MMbpce.

Desarrollos

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo. Al 1 de enero de 2011 las reservas 3P por concepto de desarrollo de campos disminuyeron en 215 MMbpce, mientras que las reservas 2P y 1P se incrementaron en 75 y 694 MMbpce, respectivamente. Los campos que observaron incrementos en su reserva probada por concepto de desarrollo de campos son Chicontepec, Burgos, Sen, Caparoso-Pijije-Escuintle, Zaap y Maloob.

Producción

En 2010 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 576 mil barriles de crudo y 7 mil 20 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción acumulada anual de 1 mil 384 MMbpce.

Balance de la reserva probada al 1 de enero de 2011

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 del 4% en el periodo 2007-2008 y 2% en el periodo 2008-2009 al 1% en el periodo 2009-2010.

Tasa de restitución integrada de reservas probadas

Las variaciones totales 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 85.8%, la mayor desde la adopción de los lineamientos de la SEC.

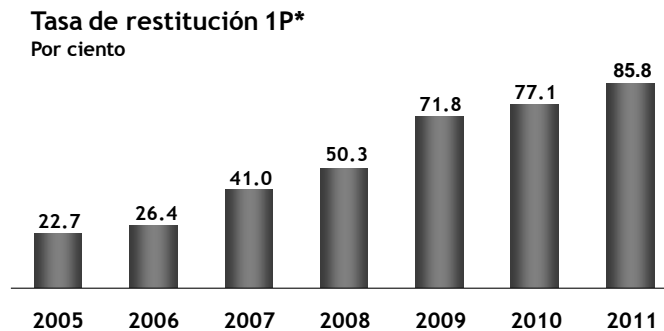
Metas para la tasa de restitución de reservas probadas

Con respecto a la tasa de restitución integrada 1P, ésta irá ascendiendo para alcanzar en el año 2012, es decir al 1 de enero de 2013, un valor de 100%. La reclasificación de reservas probables a reservas probadas provendrá del desarrollo de los proyectos Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Bellota-Chinchorro 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 al cierre de 2010, 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

Al 1 de enero de cada año



* Incluye: descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones

Inversión en exploración

De 2003 a 2010, el promedio anual de la inversión en exploración fue de aproximadamente Pa. 27 mil millones.

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, de 2010 y de 2011 fueron certificadas por las compañías Netherland, Sewell International y DeGolyer and MacNaughton en las categorías 1P, 2P y 3P así como la compañía Ryder Scott en la categoría 1P.

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 reservas probadas PEMEX utiliza los nuevos criterios emitidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) aplicables a partir del 1 de enero de 2010.

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 13

Definiciones básicas

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto				P r o d u c c i ó n
		No económico		Económico		
↑ Incertidumbre ↓	No recuperable	P r o d u c t i v o s	No recuperable	C o n s e r v a s	Probada	
		Estimación baja		Estimación baja	1P	
		Estimación central		Estimación central	2P	
		Estimación alta		Estimación alta	3P	

Definición de la SEC de reservas probadas

Las reservas probadas son volúmenes estimados de crudo, gas natural y líquidos de gas natural, los cuales pueden ser estimados con una certeza razonable por medio de geociencia o datos de ingeniería para convertirse en económicamente productivos considerando la fecha de inicio, que provenga de reservas conocidas y bajo condiciones económicas existentes, métodos de operación y regulaciones gubernamentales-con anterioridad al momento en que los contratos que otorgan el derecho a operar expiren, a menos que exista evidencia que indique que existe una certeza razonable de renovación, independientemente de que se usen métodos determinísticos o probabilísticos para la estimación. El proyecto de extracción de hidrocarburos deberá haber comenzado o el operador deberá tener una certeza razonable que iniciará el proyecto dentro de un plazo razonable.

Definición de reservas probables y posibles

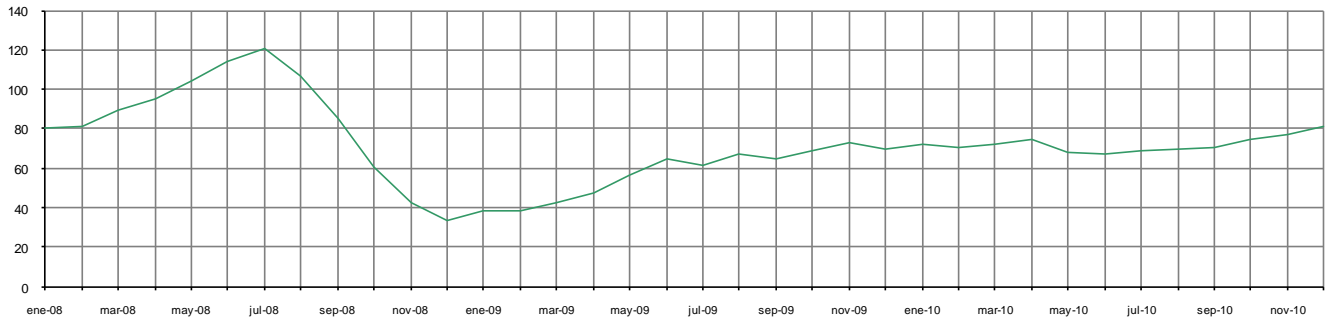
Además de la reserva probada, PEMEX considera reservas probables y posibles para integrar la reserva total, también llamada reserva 3P y se aplica actualmente la definición establecida por la Society of Petroleum Engineers (SPE) and World Petroleum Council (WPC).

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.

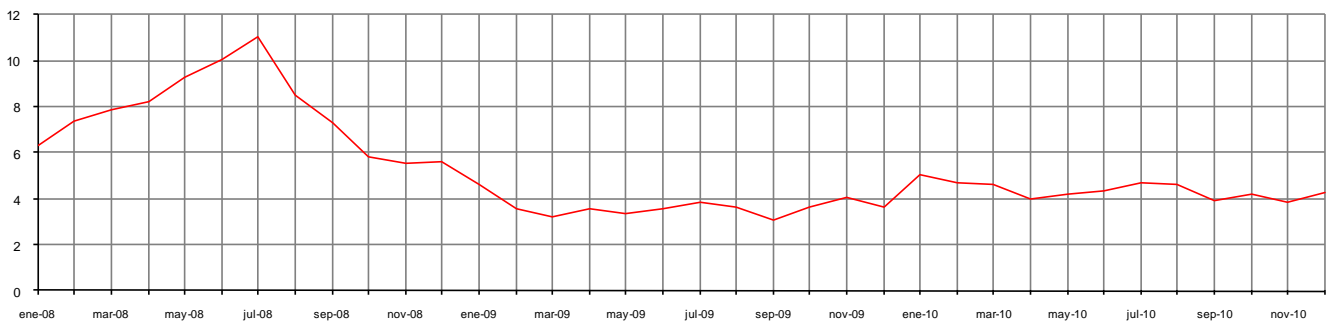
En cuanto a las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas 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 2010

Cuenca	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		136.6	455.7	352.8	903.8	877.8	2,724.0	1,437.8
Burgos		0.0	20.2	0.0	40.3	0.0	78.0	16.4
Alambra	Alambra-1	0.0	0.8	0.0	9.3	0.0	14.9	2.9
Cucaña	Cucaña-1001	0.0	8.1	0.0	17.7	0.0	24.1	5.1
Dulce	Arenaria-1	0.0	2.2	0.0	2.9	0.0	4.7	1.0
Integral	Tapado-1	0.0	3.3	0.0	3.3	0.0	5.0	1.1
Jaraguay	Jaraguay-1	0.0	2.2	0.0	3.4	0.0	16.6	3.5
Rusco	Rusco-101	0.0	0.6	0.0	0.6	0.0	7.0	1.5
Tigrillo	Antillano-1	0.0	2.2	0.0	2.2	0.0	4.4	0.9
Topo	Perillan-1	0.0	0.8	0.0	0.8	0.0	1.4	0.3
Sabinas		0.0	6.2	0.0	10.4	0.0	19.1	3.7
Monclova	Monclova-1001	0.0	6.2	0.0	10.4	0.0	19.1	3.7
Sureste		136.6	374.8	352.8	779.2	866.8	2,482.6	1,380.2
Bellota	Naguin-1	0.0	0.0	9.8	13.0	18.3	27.9	24.1
Bricol	Bricol-2DL	26.3	21.3	155.6	162.0	188.9	198.3	236.6
Brillante	Brillante-1	3.7	2.6	10.0	7.3	11.9	8.8	13.6
Guaricho	Guaricho-501	0.2	3.0	0.3	4.6	0.5	6.1	1.8
Juspi	Juspi-101A	1.7	13.6	1.7	13.6	1.7	13.6	4.7
Kayab	Kayab-1ADL	0.0	0.0	0.0	0.0	150.4	20.8	150.4
Luna-Palapa	Palapa-301	7.8	41.3	12.0	63.4	12.0	63.4	26.6
Sen	Pachira-1	15.0	39.8	15.0	39.8	25.0	66.8	40.4
Tsimin	Tsimin-1DL	55.2	248.2	101.6	467.7	170.6	878.8	348.8
Utsil	Utsil-1	26.8	4.8	46.7	7.9	104.0	17.7	104.0
Xux	Xux-1	0.0	0.0	0.0	0.0	183.6	1,180.5	429.0
Tampico-Misantla		0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0
Tilapia	Tilapia-1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	2.2	11.0
Veracruz		0.0	54.5	0.0	73.9	0.0	142.1	26.6
Rabel	Rabel-1	0.0	54.5	0.0	73.9	0.0	142.1	26.6

Cuadro A2
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc
Totales(3P)	306,444	288,431	43,074	30,560	61,275
Probadas	161,985	192,413	13,796	10,161	17,316
Probables	78,278	47,529	15,013	10,736	20,905
2P	240,264	239,942	28,809	20,897	38,222
Posibles	66,180	48,489	14,264	9,662	23,053

Nota: Unidades expresadas a condiciones atmosféricas y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Cuadro A3
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Producción de hidrocarburos por activo

	2008		2009		2010		Acumulada al 1 de enero de 2011	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc
	1,021.7	2,532.2	949.5	2,566.2	940.2	2,562.3	38,772.4	66,758.8
Marina Noreste	638.9	695.9	544.9	650.6	510.0	578.0	16,973.8	8,511.8
Cantarell	380.5	596.0	250.0	531.2	203.7	456.9	13,713.3	6,934.8
Ku-Maloob-Zaap	258.4	99.8	294.9	119.4	306.3	121.1	3,260.6	1,577.0
Marina Suroeste	183.1	374.4	188.9	405.7	198.7	427.7	6,040.6	7,533.2
Abkatún-Pol-Chuc	112.8	208.3	111.5	211.8	108.1	216.9	5,437.4	6,149.8
HoloK-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Litoral de Tabasco	70.3	166.1	77.5	193.9	90.6	210.8	603.3	1,383.3
Norte	31.9	931.1	34.1	926.0	37.4	912.4	5,726.3	22,285.3
Aceite Terciario del Golfo	10.7	18.9	10.8	28.7	15.0	31.1	185.6	329.0
Burgos	0.0	506.1	0.0	553.1	0.0	539.6	33.7	11,546.4
Poza Rica-Altamira	20.5	55.9	21.6	48.7	20.6	42.8	5,427.6	7,466.5
Veracruz	0.8	350.1	1.7	295.5	1.8	298.9	79.3	2,943.3
Sur	167.9	530.9	181.7	583.9	194.1	644.1	10,031.7	28,428.5
Bellota-Jujo	64.0	91.7	62.8	95.2	58.5	111.7	3,042.2	4,646.4
Cinco Presidentes	17.3	24.7	20.6	25.2	26.2	38.3	1,784.1	2,178.1
Macuspana	5.8	95.3	9.9	114.0	12.0	111.9	50.7	5,877.1
Muspac	13.2	109.6	15.3	101.7	18.1	99.8	1,719.6	9,469.3
Samaria-Luna	67.6	209.5	73.0	247.7	79.4	282.5	3,435.2	6,257.6

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 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	306,443.8	288,430.6	43,073.5	30,559.8	61,274.9
Marina Noreste	73,483.2	27,462.5	12,081.3	11,170.3	4,757.1
Marina Suroeste	27,189.2	41,200.1	6,383.7	3,714.5	13,248.0
Norte	166,663.0	146,030.6	18,883.6	11,915.9	34,632.0
Sur	39,108.4	73,737.4	5,724.9	3,759.1	8,637.8
Probadas	161,985.4	192,412.7	13,796.0	10,161.0	17,316.3
Marina Noreste	60,014.7	24,847.9	6,283.4	5,682.2	3,083.2
Marina Suroeste	18,345.2	23,932.1	2,076.3	1,255.8	4,063.6
Norte	48,663.2	75,601.1	1,435.8	658.4	3,941.0
Sur	34,962.3	68,031.6	4,000.5	2,564.6	6,228.6
Probables	78,278.2	47,529.3	15,013.1	10,736.4	20,905.4
Marina Noreste	5,556.2	1,036.2	3,084.6	2,927.6	825.1
Marina Suroeste	3,385.8	6,399.0	1,700.0	1,001.1	3,454.6
Norte	66,549.6	36,131.6	9,060.2	6,020.2	14,972.1
Sur	2,786.6	3,962.5	1,168.2	787.6	1,653.6
2P	240,263.6	239,942.0	28,809.1	20,897.4	38,221.7
Marina Noreste	65,570.9	25,884.1	9,368.0	8,609.8	3,908.3
Marina Suroeste	21,731.0	30,331.1	3,776.3	2,256.9	7,518.1
Norte	115,212.8	111,732.7	10,496.0	6,678.6	18,913.1
Sur	37,748.9	71,994.1	5,168.8	3,352.1	7,882.2
Posibles	66,180.2	48,488.6	14,264.4	9,662.4	23,053.3
Marina Noreste	7,912.3	1,578.4	2,713.3	2,560.5	848.8
Marina Suroeste	5,458.2	10,869.0	2,607.4	1,457.6	5,729.9
Norte	51,450.2	34,297.9	8,387.6	5,237.4	15,718.9
Sur	1,359.5	1,743.2	556.2	406.9	755.6

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Cuadro A5
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc
Totales (3P)	73,483.2	27,462.5	12,081.3	11,170.3	4,757.1
Cantarell	37,530.8	17,866.5	5,342.1	4,836.5	2,616.8
Ku-Maloob-Zaap	35,952.4	9,596.1	6,739.2	6,333.8	2,140.3
Probadas	60,014.7	24,847.9	6,283.4	5,682.2	3,083.2
Cantarell	37,317.0	17,662.6	2,541.1	2,223.2	1,645.1
Ku-Maloob-Zaap	22,697.7	7,185.2	3,742.3	3,459.0	1,438.1
Probables	5,556.2	1,036.2	3,084.6	2,927.6	825.1
Cantarell	120.3	43.6	1,302.1	1,220.5	421.5
Ku-Maloob-Zaap	5,435.9	992.7	1,782.6	1,707.1	403.6
2P	65,570.9	25,884.1	9,368.0	8,609.8	3,908.3
Cantarell	37,437.3	17,706.2	3,843.1	3,443.8	2,066.6
Ku-Maloob-Zaap	28,133.6	8,177.9	5,524.9	5,166.1	1,841.7
Posibles	7,912.3	1,578.4	2,713.3	2,560.5	848.8
Cantarell	93.5	160.3	1,498.9	1,392.7	550.2
Ku-Maloob-Zaap	7,818.8	1,418.2	1,214.4	1,167.7	298.7

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Cuadro A6
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc
Totales (3P)	27,189.2	41,200.1	6,383.7	3,714.5	13,248.0
Abkatún-Pol-Chuc	16,571.6	16,026.9	1,297.2	998.2	1,577.2
Holok-Temoa	0.0	3,048.8	437.0	0.0	2,107.0
Litoral de Tabasco	10,617.6	22,124.4	4,649.5	2,716.3	9,563.7
Probadas	18,345.2	23,932.1	2,076.3	1,255.8	4,063.6
Abkatún-Pol-Chuc	14,248.4	14,597.0	665.1	465.6	1,050.7
Holok-Temoa	0.0	753.3	100.6	0.0	452.0
Litoral de Tabasco	4,096.8	8,581.8	1,310.7	790.2	2,560.9
Probables	3,385.8	6,399.0	1,700.0	1,001.1	3,454.6
Abkatún-Pol-Chuc	1,135.7	1,004.7	441.8	361.0	422.9
Holok-Temoa	0.0	778.8	140.4	0.0	656.6
Litoral de Tabasco	2,250.1	4,615.4	1,117.8	640.1	2,375.2
2P	21,731.0	30,331.1	3,776.3	2,256.9	7,518.1
Abkatún-Pol-Chuc	15,384.1	15,601.7	1,106.8	826.6	1,473.5
Holok-Temoa	0.0	1,532.1	241.0	0.0	1,108.5
Litoral de Tabasco	6,346.9	13,197.3	2,428.4	1,430.3	4,936.1
Posibles	5,458.2	10,869.0	2,607.4	1,457.6	5,729.9
Abkatún-Pol-Chuc	1,187.5	425.2	190.4	171.7	103.7
Holok-Temoa	0.0	1,516.7	196.0	0.0	998.5
Litoral de Tabasco	4,270.7	8,927.1	2,221.1	1,285.9	4,627.7

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Cuadro A7

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos de la Región Norte al 1 de enero de 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc
Totales (3P)	166,663.0	146,030.6	18,883.6	11,915.9	34,632.0
Aceite Terciario del Golfo	137,289.4	63,045.8	17,098.2	11,379.1	28,294.4
Burgos	155.1	21,764.5	853.7	7.1	4,125.7
Poza Rica-Altamira	28,494.7	55,336.9	681.0	514.7	980.8
Veracruz	723.7	5,883.4	250.7	15.1	1,231.2
Probadas	48,663.2	75,601.1	1,435.8	658.4	3,941.0
Aceite Terciario del Golfo	20,210.1	9,176.3	592.2	441.7	731.9
Burgos	153.0	17,570.2	403.8	5.4	1,966.6
Poza Rica-Altamira	27,576.4	43,078.9	268.6	204.4	383.0
Veracruz	723.7	5,775.8	171.2	6.9	859.4
Probables	66,549.6	36,131.6	9,060.2	6,020.2	14,972.1
Aceite Terciario del Golfo	66,385.3	33,325.7	8,571.9	5,813.9	13,546.0
Burgos	1.1	2,087.4	201.3	1.3	965.0
Poza Rica-Altamira	163.1	718.4	252.5	201.8	296.8
Veracruz	0.0	0.0	34.6	3.2	164.3
2P	115,212.8	111,732.7	10,496.0	6,678.6	18,913.1
Aceite Terciario del Golfo	86,595.4	42,502.0	9,164.1	6,255.6	14,278.0
Burgos	154.1	19,657.6	605.2	6.7	2,931.7
Poza Rica-Altamira	27,739.6	43,797.3	521.1	406.2	679.9
Veracruz	723.7	5,775.8	205.7	10.0	1,023.6
Posibles	51,450.2	34,297.9	8,387.6	5,237.4	15,718.9
Aceite Terciario del Golfo	50,694.0	20,543.8	7,934.1	5,123.4	14,016.4
Burgos	1.0	2,106.9	248.5	0.4	1,194.0
Poza Rica-Altamira	755.1	11,539.6	160.0	108.5	300.9
Veracruz	0.0	107.6	45.0	5.0	207.6

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Cuadro A8
Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur al 1 de enero de 2011

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc		MMb	MMMpc
Totales (3P)	39,108.4	73,737.4	5,724.9	3,759.1	8,637.8
Bellota-Jujo	12,963.7	17,857.8	1,849.4	1,318.8	2,336.6
Cinco Presidentes	7,107.7	6,628.0	418.0	338.7	475.0
Macuspana	405.1	9,150.6	318.7	76.8	1,113.0
Muspac	5,847.8	20,452.4	525.9	240.9	1,247.0
Samaria-Luna	12,784.1	19,648.6	2,613.0	1,783.9	3,466.2
Probadas	34,962.3	68,031.6	4,000.5	2,564.6	6,228.6
Bellota-Jujo	11,208.3	15,962.9	1,315.7	909.2	1,788.9
Cinco Presidentes	6,840.6	6,328.2	263.3	205.4	293.8
Macuspana	265.9	8,148.8	163.0	42.8	558.5
Muspac	5,433.1	19,208.1	302.8	124.5	771.5
Samaria-Luna	11,214.5	18,383.6	1,955.7	1,282.7	2,815.8
Probables	2,786.6	3,962.5	1,168.2	787.6	1,653.6
Bellota-Jujo	1,631.0	1,747.8	445.4	340.6	447.6
Cinco Presidentes	168.6	176.2	56.9	47.0	50.3
Macuspana	107.1	695.8	98.6	19.3	364.3
Muspac	261.7	927.5	111.5	52.5	263.2
Samaria-Luna	618.2	415.2	455.8	328.0	528.3
2P	37,748.9	71,994.1	5,168.8	3,352.1	7,882.2
Bellota-Jujo	12,839.2	17,710.7	1,761.1	1,249.8	2,236.5
Cinco Presidentes	7,009.2	6,504.4	320.3	252.4	344.1
Macuspana	372.9	8,844.7	261.6	62.2	922.8
Muspac	5,694.7	20,135.6	414.2	177.0	1,034.7
Samaria-Luna	11,832.8	18,798.8	2,411.5	1,610.8	3,344.1
Posibles	1,359.5	1,743.2	556.2	406.9	755.6
Bellota-Jujo	124.4	147.1	88.2	69.0	100.1
Cinco Presidentes	98.5	123.6	97.7	86.3	130.9
Macuspana	32.2	306.0	57.1	14.7	190.2
Muspac	153.1	316.8	111.7	63.9	212.3
Samaria-Luna	951.3	849.7	201.4	173.2	122.1

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.

Si desea ser incluido en la lista de distribución de Relación con Inversionistas, por favor ingrese a www.ri.pemex.com y posteriormente a Lista de distribución.

Si desea contactarnos, favor de llamar o mandar un correo a ri@pemex.com:

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

Celina Torres
celina.torres@pemex.com

Cristina Arista
delia.cristina.arista@pemex.com

Ana Lourdes Benavides
ana.lourdes.benavides@pemex.com

PEMEX

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.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro. 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 Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (SEC, por sus siglas en inglés), en nuestro reporte anual, en nuestras declaraciones, en memorándums de venta y prospectos, en publicaciones y otros materiales escritos, y en declaraciones verbales a terceros realizadas por nuestros directores o empleados. Podríamos incluir proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- *Actividades de importación y exportación;*
- *Actividades de importación y exportación;*
- *Proyecciones de inversión y costos; compromisos; costos; ingresos; 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;*
- *Desarrollo de eventos que afecten el 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 del Reporte Anual registrado ante la CNBV que se encuentra disponible en el portal de la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de PEMEX registrada ante la SEC de E.U.A. (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con el artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, (i) los reportes de cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos deben ser aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); y (ii) la Secretaría de Energía registrará y dará a conocer las reservas de hidrocarburos de México con base en la información proporcionada por la CNH. Estos procesos actualmente están en ejecución.

Al 1 de enero de 2010, la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que, en los registros ante la SEC de empresas de crudo y gas, se revelen no sólo reservas probadas, sino también reservas probables y posibles. Adicionalmente, las reservas probables y posibles presentadas en este documento no necesariamente concuerdan con los límites de recuperación contenidos en las nuevas definiciones establecidas por la SEC. Asimismo, los inversionistas son invitados a considerar cuidadosamente la divulgación de la información en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponible en nuestro portal 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 también puede ser obtenida directamente de la SEC llamando al 1-800-SEC-0330.