

Marzo 19, 2010

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010

Estimación

Reservas probadas al 1 de enero de 2010

Las cifras de reservas probadas al 1 de enero de 2010 son consistentes con los comentarios de las empresas de ingeniería independientes que certifican las reservas. Sin embargo, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos se encuentra en proceso de revisión de los reportes de reservas, para que posteriormente la Secretaría de Energía, en base a la información de la referida Comisión, dé a conocer las reservas de hidrocarburos del país. Es posible que se presenten diferencias con respecto a las cifras de reservas probables y posibles, en particular en la región asociada al Paleocanal de Chicontepec.

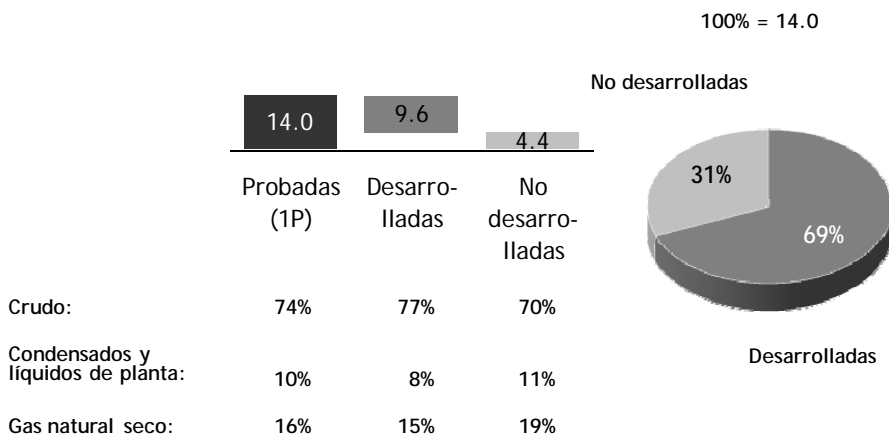
Al 1 de enero de 2010, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,992 millones barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 74% corresponde a crudo; 10% a condensados y el 16% a gas seco.

Del total de reservas probadas, 9,626 MMbpce, o 69%, 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 mil 138 MMbpce se ubican en los campos de las regiones marinas y el restante 36% o 3,488 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 4,366 MMbpce, o 31% de las reservas probadas. El 57% 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 56% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el restante 44%.

Figura 1
Reservas probadas al 1 de enero de 2010

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



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2010

Las reservas probables alcanzan 14,237 MMbpc. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 28,229 MMbpc. El 60% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, la porción marina concentra el 28% de estas reservas, donde destacan el complejo Ku-Maloob-Zaap, May, Pit, Ayatsil y Sinán.

Las reservas posibles alcanzaron 14,846 MMbpc que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 43,075 MMbpc. El 55% de estas reservas se localizan en Chicontepec, mientras que 37% se concentran en las regiones marinas.

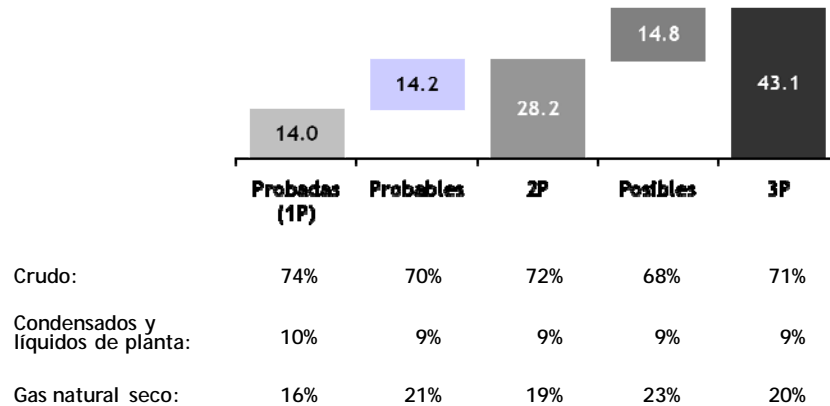
Las estimaciones de PEMEX de las reservas probables y posibles en Chicontepec han diferido de las estimaciones de reservas probables y posibles del auditor. Estas diferencias se deben a interpretaciones distintas, particularmente en lo relacionado al beneficio obtenido al aplicar mecanismos para mejorar la recuperación por pozo relacionados con mantenimiento de presión. En este contexto, la introducción de los laboratorios de campo y la implementación de pruebas piloto de inyección de agua contribuirán a confirmar la estrategia para mejorar la recuperación.

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 al 1 de enero de 2010

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 2010 las reservas probadas de crudo se sitúan en 10,420 millones de barriles (MMb), de los que 62% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 9% a crudo superligero.¹

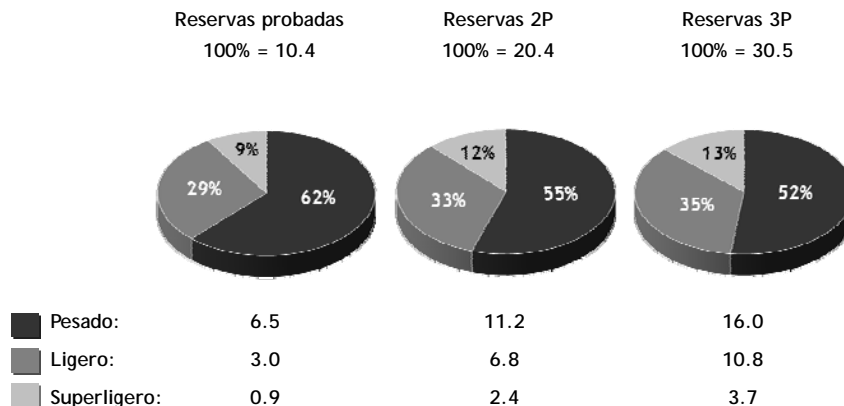
Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 30,497 MMb, correspondiendo 52% a crudo pesado, 35% a crudo ligero y 13% a crudo superligero.

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.

Figura 3

Composición de las reservas de crudo

Reservas de crudo al 1 de enero de 2010
Miles de millones de barriles (MMMb)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Reservas de gas natural

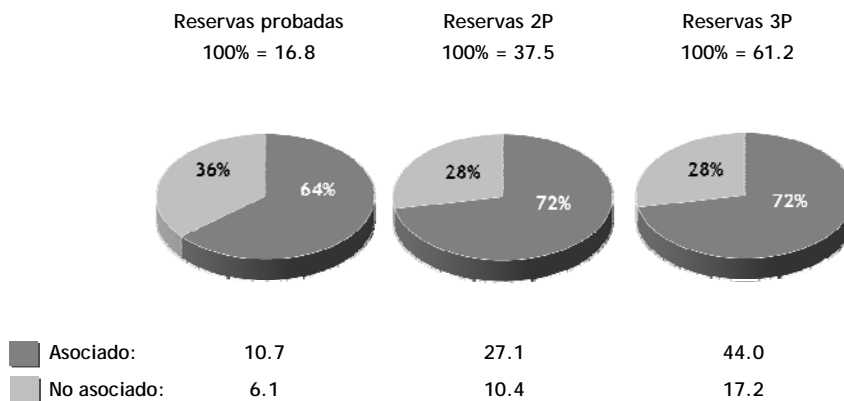
Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 16,815 mil millones de pies cúbicos (MMMpc), de los que 64% corresponden a gas asociado y 36% a gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 61,236 MMMpc, de los que 72% corresponden a gas asociado y 28% 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 2010
Billones de pies cúbicos (Bpc)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

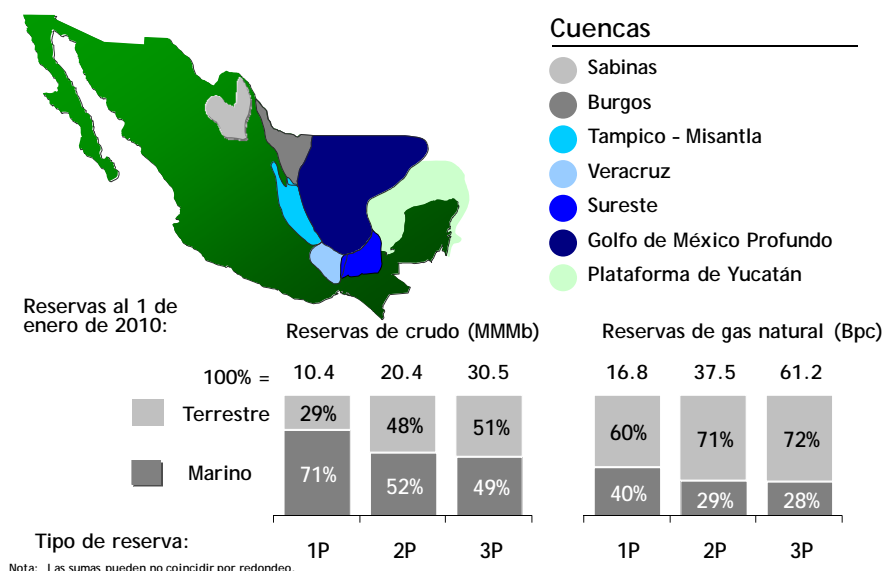
Reservas marinas y terrestres

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 71%, se localizan en campos marinos; el restante 29% se ubica en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 60% se ubica en campos terrestres y 40% 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 72% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 28% en regiones marinas.

Figura 5

Distribución geográfica de las reservas

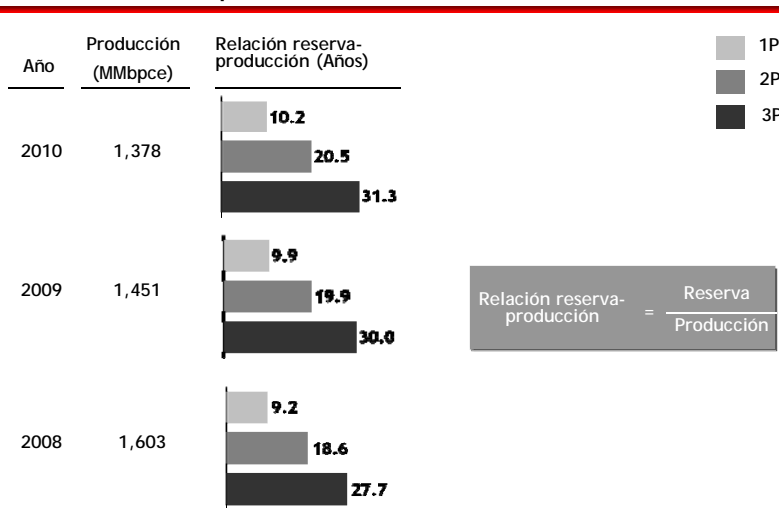


Relación reserva-producción

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 2010 entre la producción de 2009, es de 31.3 años para la reserva 3P, 20.5 años para la reserva 2P y 10.2 años para la reserva probada. Las relaciones reserva-producción 1P, 2P y 3P incrementaron con respecto al año anterior 3%, 3% y 4%, respectivamente.

Figura 6

Relación reserva-producción*



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

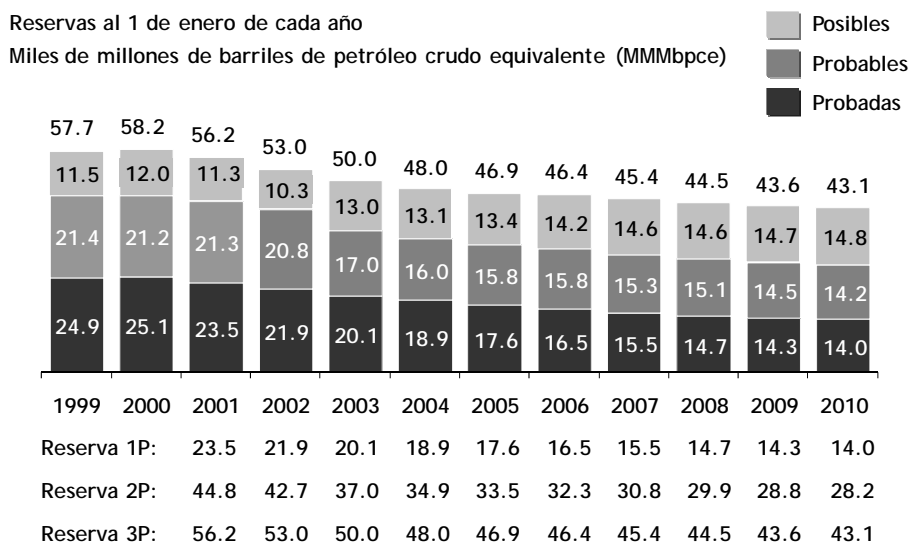
Evolución de las reservas

La variación de reservas 3P se explica principalmente por actividad exploratoria. La tasa de declinación promedio de las reservas 3P en el periodo 2006-2009 es de 1.9%, debido a que la incorporación de reservas 3P por actividad exploratoria se ha mantenido por arriba de 900 MMbpce.

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 y 2% en el periodo 2008-2009.

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 2009 al 1 de enero de 2010, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 433 millones de barriles, principalmente por efecto de la producción de 950 millones de barriles de crudo. Las reservas probadas aumentaron únicamente 15 millones de barriles al restituirse una parte sustancial de la producción. Asimismo, las reservas probables disminuyeron 355 millones de barriles por la reclasificación a reserva probada, originada principalmente por el desarrollo en el Complejo Ku-Malob-Zaap. Las reservas posibles se disminuyeron en 93 millones de barriles por efecto básicamente de las reclasificaciones hechas por los descubrimientos realizados durante 2009.

Evolución de las reservas de gas natural

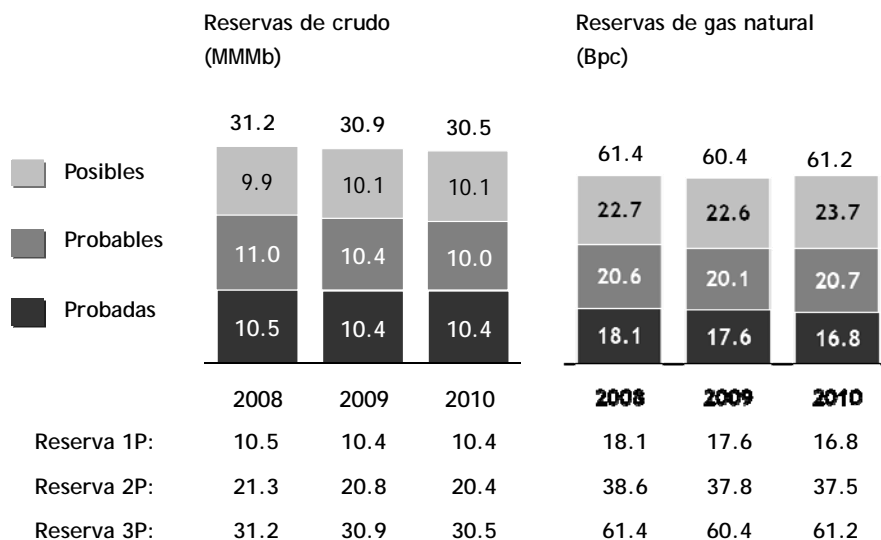
De 2009 a 2010 las reservas 3P de gas natural aumentaron en 862 miles de millones de pies cúbicos, por efecto principalmente de los descubrimientos de 3 billones 733 miles de millones de pies cúbicos de gas natural que lograron compensar un volumen importante de la producción, al extraerse 2 billones 566 miles de millones de pies cúbicos de gas natural durante 2009.

Por el mismo efecto de la producción, las reservas probadas de gas natural se redujeron en 835 miles de millones de pies cúbicos, o 5%, en comparación con el año anterior.

Figura 8

Evolución de las reservas de crudo y gas natural 2008-2010

Reservas al 1 de enero de cada año

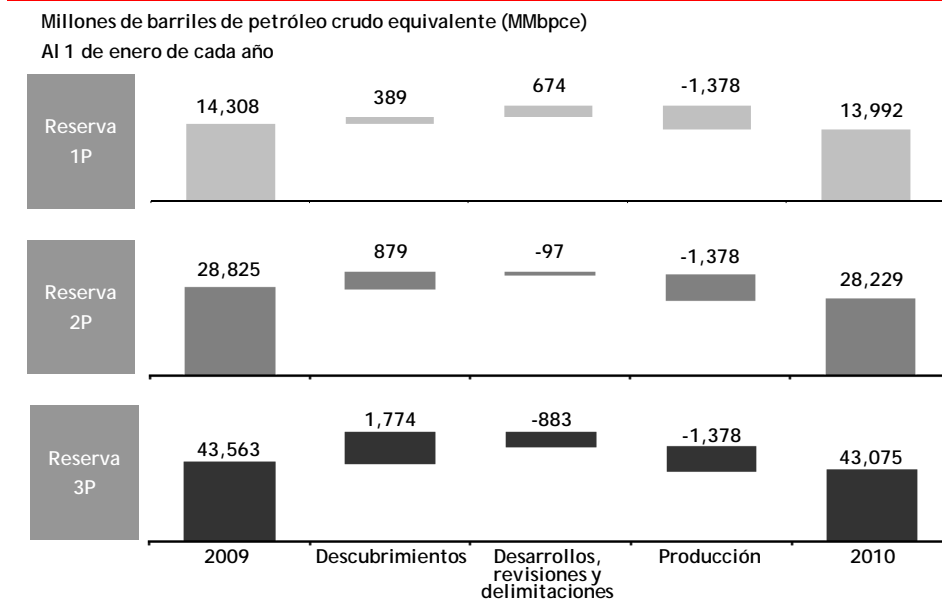


Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Cambio en las reservas 2009 - 2010

Al 1 de enero de 2010, la reserva probada observó un decremento de 316 MMbpce con respecto al año anterior. La reserva 2P se redujo en 596 MMbpce y la reserva 3P en 488 MMbpce. La principal causa de estas variaciones fue la producción de 1,378 MMbpce compensada parcialmente por la restitución por descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones.

Figura 9
Cambio en las reservas 2009 - 2010



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Principales descubrimientos

Descubrimientos 2005 - 2009

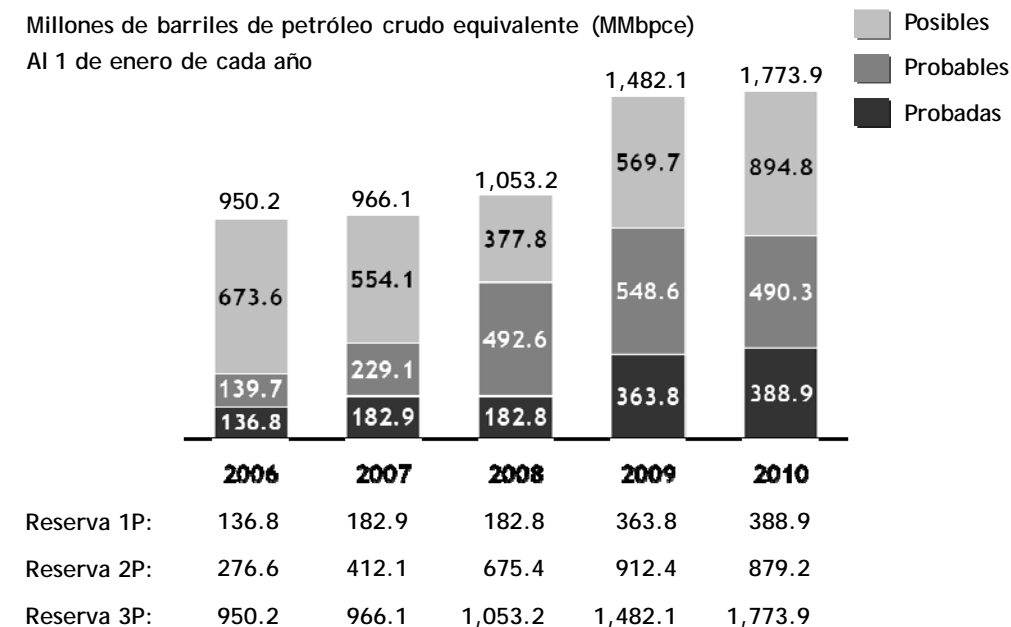
Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En el periodo 2005 - 2009 se han descubierto 6,226 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 3,883 MMb de crudo y 11 billones 389 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Durante 2009, las actividades exploratorias permitieron incorporar 1,774 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 389 MMbpce son reservas probadas, 490 MMbpce reservas probables y 895 MMbpce son posibles.

Conviene mencionar que las actividades exploratorias durante el periodo 2005-2009 han permitido incorporar anualmente volúmenes sostenidos de reservas superiores a los 900 MMbpce. Sin embargo, la incorporación realizada durante 2009 por 1,774 MMbpce toma gran relevancia al ser el mayor volumen adicionado por exploración desde la adopción de lineamientos internacionales para la estimación de sus reservas.

Figura 10

Evolución de los descubrimientos 2006-2010



Descubrimientos en 2009 por cuenca

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

- Cuencas del Sureste concentra 366 MMbpce en reservas 1P y 1,711 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Veracruz alcanza 1 MMbpce en reservas 1P y 1 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Burgos contiene 12 MMbpce en reservas 1P y 48 MMbpce de reservas 3P; y
- Cuenca de Sabinas contiene 9 MMbpce en reservas 1P y 14 MMbpce de reservas 3P.

Los resultados muestran 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, 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.

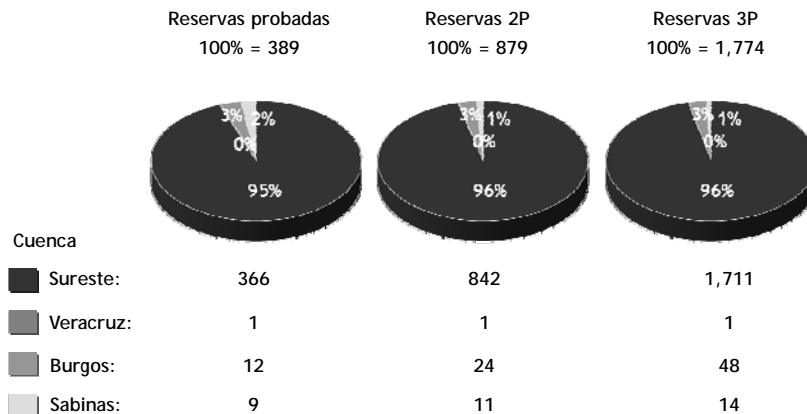
Durante 2009, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 47% del total de reservas 3P, es decir, 827 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 947 MMbpce equivalentes a 3 billones 45 miles de millones de pies cúbicos.

Figura 11

Descubrimientos 2009

Descubrimientos al 1 de enero de 2010

Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Mmbpce)



Nota: Las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Principales descubrimientos marinos

Al 1 de enero de 2010, los descubrimientos marinos permitieron adicionar reservas probadas por 286 MMBpce, es decir, 221 MMb de aceite y 349 MMMpc de gas natural.

Con respecto a las reservas 3P incorporadas en Aguas Territoriales del Golfo de México, éstas ascendieron a 1,307 MMBpce que corresponde a 730 MMb de crudo y 2,889 MMMpc de gas natural. Los principales descubrimientos costa fuera se dieron con la perforación y terminación de los pozos Bacab-301, Chapabil-1A, Ichalkil-1DL, Kayab-1ADL, Leek-1, Tekel-1, Tsimin-1 y Xux-1.

Principales descubrimientos terrestres

Las actividades exploratorias en la porción terrestre dieron como resultado reservas probadas de 56 MMb de crudo y 217 MMMpc de gas natural, que equivalen a 103 MMBpce. En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 278 MMb de crudo y 844 MMMpc de gas natural, que representan 467 MMBpce.

Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste y se deben a la perforación y terminación de los pozos Bajlum-1, Bricol-1, Cupache-1, Flanco-1, Madrefil-1, Teotleco-1001, Terra-1 y Tupilco-2001. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos, Sabinas y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Cucaña-1, Cali-201, Parritas-1001 y Cougar-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 2009 las revisiones tuvieron un efecto a la baja. La reserva 3P se redujo 709 MMbpce. Las principales reducciones se concentraron en los campos del Paleocanal de Chicontepec, Akal, Iride, Magallanes-Tucan-Pajonal y Muspac. Las reservas probadas también tuvieron reducciones por concepto de revisión y disminuyeron en 334 MMbpce.

Desarrollos

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo. Al 1 de enero de 2010 las reservas 3P por concepto de desarrollo de campos disminuyeron en 146 MMbpce, mientras que las reservas 2P y 1P se incrementaron en 45 y 1,007 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 2009 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 601 mil barriles de crudo y 7 mil 31 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción anual de 1 mil 378 MMbpce.

Balance de la reserva probada al 1 de enero de 2010

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 6% en el periodo 2005-2007 a 3% en el periodo 2008-2010.

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 77.1%, la mayor desde la adopción de los lineamientos de la SEC, pero aún menor al objetivo de lograr 100% de tasa de restitución.

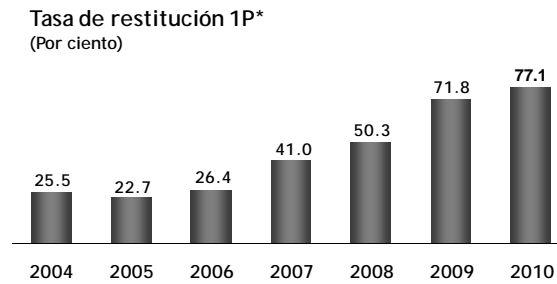
Metas para la tasa de restitución de reservas probadas

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 2009, 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
2004-2010**

Al 1 de enero de 2010



* Incluye: descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones

**Inversión en
exploración**

De 2000 a 2009, el promedio anual de la inversión en exploración fue de aproximadamente 16 mil millones de pesos.

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 probadas al 1 de enero de 2009 y de 2010 fueron certificadas por las compañías Netherland, Sewell International; Ryder Scott y DeGolyer and MacNaughton.

Algunas definiciones básicas

Definición de reservas probadas

Las estimaciones de reservas probadas de crudo y gas se realizaron de conformidad con los nuevos lineamientos de Comisión de Valores de los Estados Unidos de Norteamérica (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.

Figura 14

Definiciones básicas

Volumen original de hidrocarburos total						
Volumen original de hidrocarburos no descubierto		Volumen original de hidrocarburos descubierto				
		No económico		Económico		
Incertidumbre	No recuperable	P r o b a d a s - E s t i m a c i o n - b a j a	No recuperable	C o n c i e n t r a l - 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 p e r a b l e s - E s t i m a c i o n - c e n t r a l		r e c u p e r a b l e s - E s t i m a c i o n - c e n t r a l	Probable - 2P	
		s e r v i c i o s - E s t i m a c i o n - a l t a		s e r v i c i 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 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

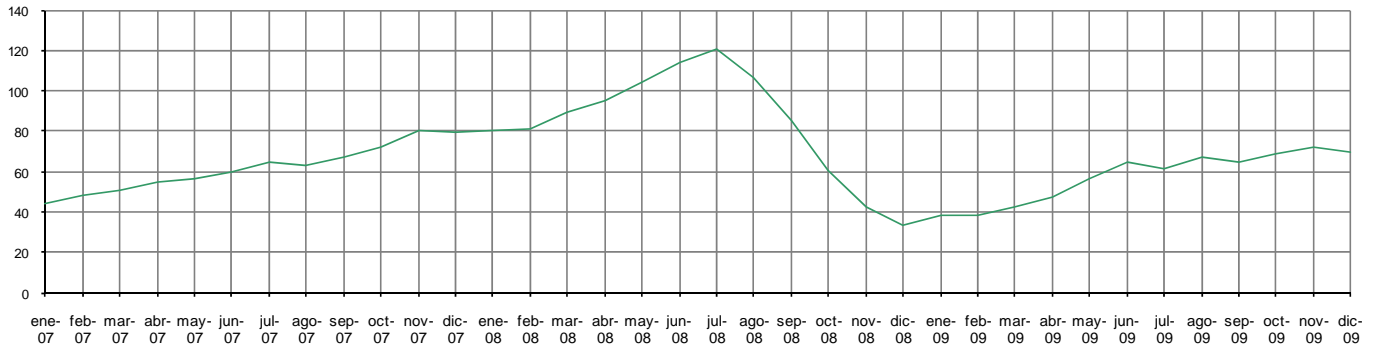
Además de la reserva probada, PEMEX considera reservas probables y posibles para integrar la reserva total, también llamada reserva 3P y se aplica actualmente la definición establecida por la Society of Petroleum Engineers (SPE) y el World Petroleum Council (WPC).

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.

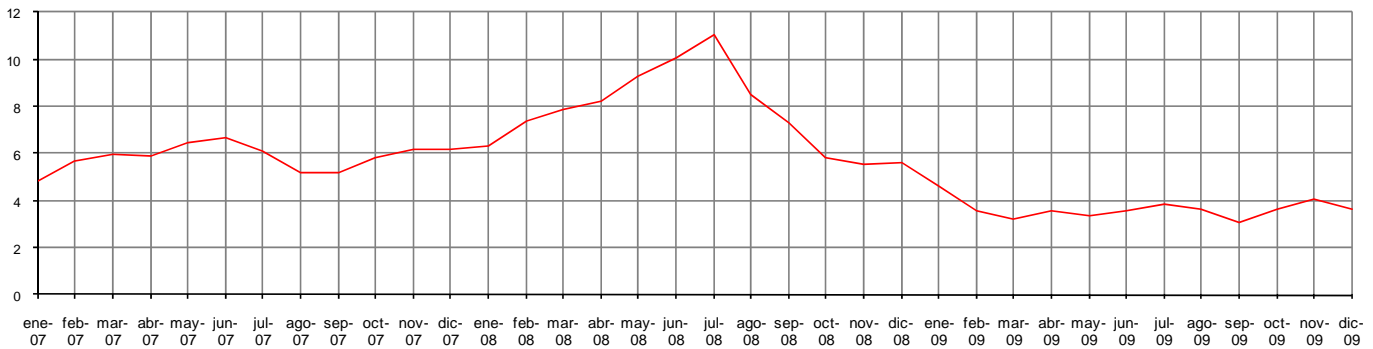
En cuanto a las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas 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 2009								
Cuenca	Pozo	1P		2P		3P		pce (MMboe)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		276.4	566.2	617.7	1,277.9	1,008.1	3,733.0	1,773.9
Burgos		0.0	58.6	0.0	115.5	0.0	226.3	48.1
Artimón	Artimón-1	0.0	4.8	0.0	12.4	0.0	19.1	4.2
Barunda	Barunda-1	0.0	7.1	0.0	10.1	0.0	17.6	3.4
Cabeza	Poas-1	0.0	0.4	0.0	0.4	0.0	4.6	1.0
Cali	Cali-201	0.0	4.7	0.0	12.6	0.0	44.7	9.7
	Tucura-1	0.0	2.1	0.0	5.2	0.0	14.5	3.1
Cucaña	Cucaña-1	0.0	8.9	0.0	13.5	0.0	25.9	5.6
Nejo	Nejo-2001	0.0	5.1	0.0	6.3	0.0	6.3	1.4
	Nejo-301	0.0	5.3	0.0	10.5	0.0	13.2	2.9
Parritas	Parritas-1001	0.0	9.8	0.0	28.1	0.0	55.3	12.0
Trapiche	Trapiche-1	0.0	10.3	0.0	16.3	0.0	25.1	4.8
Sabinas		0.0	49.0	0.0	59.0	0.0	72.5	13.9
Cougar	Cougar-1	0.0	49.0	0.0	59.0	0.0	72.5	13.9
Sureste		276.4	451.4	617.7	1,096.2	1,008.1	3,427.0	1,710.5
Bacab	Bacab-301	4.3	1.4	45.1	14.3	50.6	16.1	54.1
Bricol	Bricol-1	11.1	15.2	28.6	36.0	66.7	81.4	86.5
Caparroso-	Bajlum-1	9.6	24.8	59.2	129.9	59.2	129.9	89.4
Chapabil	Chapabil-1A	2.1	0.2	15.6	1.8	58.3	6.9	59.7
Cinco Pres	Flanco-1	10.8	7.2	11.6	7.8	11.6	7.8	13.2
Cupache	Cupache-1	1.7	1.8	1.7	1.8	1.7	1.8	2.2
Ichalkil	Ichalkil-1DL	8.3	14.5	8.3	14.5	42.0	88.0	61.7
Kayab	Kayab-1ADL	144.3	19.9	231.7	32.0	115.6	23.8	115.6
Leek	Leek-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	112.4	21.9
Madrefil	Madrefil-1	8.3	10.8	43.2	56.6	43.2	56.6	57.0
Tekel	Tekel-1	13.2	1.5	32.9	3.8	129.7	15.1	132.9
Teotleco	Teotleco-100	3.5	11.0	8.4	26.3	8.4	26.3	14.7
Terra	Terra-1	10.4	31.3	29.7	86.3	80.4	230.3	134.0
Tsimin	Tsimin-1	0.0	0.0	10.7	120.1	155.1	1,474.4	454.4
Tupilco	Tupilco-2001	0.3	0.1	3.3	2.1	6.4	4.0	6.4
Xux	Xux-1	48.4	311.6	87.5	562.8	179.1	1,152.4	407.0
Veracruz		0.0	7.2	0.0	7.2	0.0	7.2	1.4
Cervelo	Cervelo-1A	0.0	7.2	0.0	7.2	0.0	7.2	1.4

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	MMb	MMMpc		MMb	MMb	MMb	MMbpce	MMMpc	MMMpc
Totales (3P)	304,458	280,688	43,075	30,497	417	3,563	8,597	61,236	44,712
Probadas	163,443	191,803	13,992	10,420	257	1,015	2,301	16,815	11,966
Probables	78,477	41,149	14,237	10,021	71	1,211	2,934	20,694	15,261
2P	241,920	232,952	28,229	20,440	327	2,226	5,235	37,509	27,227
Posibles	62,538	47,736	14,846	10,057	90	1,337	3,362	23,727	17,485

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

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

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

Cuadro A3

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

	2007		2008		2009		Acumulada al 1 de enero de 2010	
	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc
	1,124.8	2,211.3	1,021.7	2,532.2	949.5	2,566.2	37,846.9	64,223.0
Marina Noreste	738.7	422.4	638.9	695.9	544.9	650.6	16,463.8	7,933.8
Cantarell	546.2	344.9	380.5	596.0	250.0	531.2	13,509.6	6,477.8
Ku-Maloob-Zaap	192.4	77.5	258.4	99.8	294.9	119.4	2,954.3	1,456.0
Marina Suroeste	184.6	362.3	183.1	374.4	188.9	405.7	5,842.0	7,105.5
Abkatún-Pol-Chuc	114.0	198.6	112.8	208.3	111.5	211.8	5,329.2	5,933.0
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Litoral de Tabasco	70.7	163.6	70.3	166.1	77.5	193.9	512.7	1,172.5
Norte	31.7	932.9	31.9	931.1	34.1	926.0	5,702.7	21,390.5
Aceite Terciario del Golfo	8.0	9.3	10.7	18.9	10.8	28.7	170.9	298.2
Burgos	0.0	515.3	0.0	506.1	0.0	553.1	33.3	11,006.8
Poza Rica-Altamira	23.1	71.9	20.5	55.9	21.6	48.7	5,421.0	7,441.0
Veracruz	0.7	336.4	0.8	350.1	1.7	295.5	77.5	2,644.5
Sur	169.8	493.8	167.9	530.9	181.7	583.9	9,838.4	27,793.2
Bellota-Jujo	69.4	87.5	64.0	91.7	62.8	95.2	2,983.7	4,534.8
Cinco Presidentes	16.3	22.4	17.3	24.7	20.6	25.2	1,758.1	2,143.2
Macuspana	3.8	81.4	5.8	95.3	9.9	114.0	38.7	5,765.2
Muspac	12.3	113.5	13.2	109.6	15.3	101.7	1,701.5	9,369.5
Samaria-Luna	68.1	188.9	67.6	209.5	73.0	247.7	3,356.5	5,980.5

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 2010

	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	MMbpc
Totales (3P)	304,457.9	280,688.3	43,074.7	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	61,236.0	44,712.2
Marina Noreste	69,808.2	26,713.9	12,097.2	11,123.6	248.1	243.1	482.5	4,539.6	2,509.3
Marina Suroeste	26,491.7	38,600.6	6,010.8	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	12,226.9	8,920.0
Norte	166,660.5	138,079.1	19,142.4	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	35,323.6	26,800.2
Sur	41,497.6	77,294.7	5,824.3	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	9,145.9	6,482.6
Probadas	163,443.5	191,803.2	13,992.1	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	16,814.6	11,966.1
Marina Noreste	58,496.2	24,488.2	6,711.8	6,091.0	155.6	157.4	307.9	2,872.7	1,601.5
Marina Suroeste	17,683.9	22,168.6	1,891.8	1,169.8	29.8	225.9	466.4	3,593.7	2,425.6
Norte	49,717.5	73,743.0	1,352.3	613.6	9.7	83.5	645.5	3,866.8	3,357.0
Sur	37,545.9	71,403.4	4,036.1	2,545.3	61.4	548.4	881.0	6,481.3	4,582.0
Probables	78,476.8	41,149.2	14,236.6	10,020.5	70.9	1,210.9	2,934.3	20,694.3	15,261.0
Marina Noreste	5,580.0	1,027.1	2,479.5	2,313.6	40.9	42.5	82.6	795.5	429.6
Marina Suroeste	3,383.5	5,826.4	1,529.5	936.3	14.2	156.7	422.2	2,961.7	2,195.9
Norte	66,994.1	30,152.0	9,150.2	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	15,232.9	11,407.0
Sur	2,519.2	4,143.6	1,077.4	693.1	10.1	138.1	236.2	1,704.2	1,228.4
2P	241,920.3	232,952.4	28,228.7	20,440.1	327.4	2,226.1	5,235.0	37,508.9	27,227.1
Marina Noreste	64,076.2	25,515.3	9,191.3	8,404.5	196.4	199.8	390.5	3,668.2	2,031.1
Marina Suroeste	21,067.4	27,995.0	3,421.3	2,106.1	44.0	382.6	888.6	6,555.4	4,621.5
Norte	116,711.6	103,895.0	10,502.5	6,691.1	15.5	957.1	2,838.7	19,099.7	14,764.1
Sur	40,065.1	75,547.0	5,113.5	3,238.3	71.5	686.5	1,117.2	8,185.5	5,810.4
Posibles	62,537.6	47,735.9	14,846.0	10,057.2	89.8	1,337.1	3,361.9	23,727.2	17,485.1
Marina Noreste	5,732.0	1,198.6	2,905.9	2,719.0	51.7	43.2	91.9	871.4	478.2
Marina Suroeste	5,424.3	10,605.6	2,589.5	1,445.3	27.1	290.6	826.5	5,671.5	4,298.5
Norte	49,948.9	34,184.1	8,639.8	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	16,223.9	12,036.2
Sur	1,432.5	1,747.7	710.8	500.8	3.7	77.0	129.3	960.4	672.2

* 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 2010

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	MMb	MMMpc		MMb	MMb	MMb	MMbpce	MMMpc	MMMpc
Totales (3P)	69,808.2	26,713.9	12,097.2	11,123.6	248.1	243.1	482.5	4,539.6	2,509.3
Cantarell	37,761.3	17,836.6	5,666.6	5,115.8	157.8	129.9	263.1	2,380.2	1,368.3
Ku-Maloob-Zaap	32,046.9	8,877.3	6,430.6	6,007.8	90.3	113.1	219.4	2,159.4	1,141.0
Probadas	58,496.2	24,488.2	6,711.8	6,091.0	155.6	157.4	307.9	2,872.7	1,601.5
Cantarell	36,961.1	17,583.9	2,866.8	2,541.6	93.3	77.9	153.9	1,409.0	800.6
Ku-Maloob-Zaap	21,535.1	6,904.4	3,845.0	3,549.4	62.2	79.4	154.0	1,463.7	801.0
Probables	5,580.0	1,027.1	2,479.5	2,313.6	40.9	42.5	82.6	795.5	429.6
Cantarell	293.2	58.0	1,267.8	1,171.7	26.9	23.5	45.7	417.1	237.9
Ku-Maloob-Zaap	5,286.8	969.1	1,211.7	1,141.9	14.0	19.0	36.9	378.3	191.7
2P	64,076.2	25,515.3	9,191.3	8,404.5	196.4	199.8	390.5	3,668.2	2,031.1
Cantarell	37,254.3	17,641.9	4,134.6	3,713.3	120.2	101.4	199.7	1,826.2	1,038.5
Ku-Maloob-Zaap	26,821.9	7,873.5	5,056.7	4,691.2	76.2	98.4	190.9	1,842.0	992.7
Posibles	5,732.0	1,198.6	2,905.9	2,719.0	51.7	43.2	91.9	871.4	478.2
Cantarell	507.0	194.8	1,532.0	1,402.5	37.6	28.5	63.4	554.0	329.8
Ku-Maloob-Zaap	5,225.0	1,003.9	1,373.9	1,316.6	14.1	14.7	28.5	317.4	148.4

* 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 A6

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2010

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas	
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente MMbpce	Crudo	Condensado	Líquidos de planta *	Gas seco equivalente**	Gas natural	Gas seco
	MMb	MMMpc		MMb	MMb	MMb	MMbpce	MMMpc	MMMpc
Totales (3P)	26,491.7	38,600.6	6,010.8	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	12,226.9	8,920.0
Abkatún-Pol-Chuc	16,578.1	15,985.5	1,360.8	1,026.0	26.3	107.7	200.8	1,724.5	1,044.2
Holok-Temoa	0.0	3,653.8	532.9	0.0	21.4	69.6	441.9	2,542.8	2,298.5
Litoral de Tabasco	9,913.6	18,961.4	4,117.1	2,525.5	23.4	495.8	1,072.4	7,959.6	5,577.4
Probadas	17,683.9	22,168.6	1,891.8	1,169.8	29.8	225.9	466.4	3,593.7	2,425.6
Abkatún-Pol-Chuc	14,257.4	14,606.9	806.7	559.6	18.7	79.5	149.0	1,264.0	774.8
Holok-Temoa	0.0	428.5	69.3	0.0	3.8	13.0	52.5	308.6	273.1
Litoral de Tabasco	3,426.5	7,133.2	1,015.8	610.2	7.3	133.4	264.9	2,021.1	1,377.7
Probables	3,383.5	5,826.4	1,529.5	936.3	14.2	156.7	422.2	2,961.7	2,195.9
Abkatún-Pol-Chuc	1,168.7	992.4	356.7	288.8	5.9	21.9	40.2	352.4	208.9
Holok-Temoa	0.0	910.4	129.0	0.0	6.1	19.7	103.2	606.7	536.9
Litoral de Tabasco	2,214.8	3,923.5	1,043.8	647.6	2.3	115.1	278.8	2,002.6	1,450.2
2P	21,067.4	27,995.0	3,421.3	2,106.1	44.0	382.6	888.6	6,555.4	4,621.5
Abkatún-Pol-Chuc	15,426.1	15,599.3	1,163.4	848.4	24.6	101.4	189.1	1,616.4	983.6
Holok-Temoa	0.0	1,338.9	198.3	0.0	9.8	32.8	155.7	915.3	810.0
Litoral de Tabasco	5,641.3	11,056.8	2,059.6	1,257.7	9.6	248.5	543.7	4,023.7	2,827.9
Posibles	5,424.3	10,605.6	2,589.5	1,445.3	27.1	290.6	826.5	5,671.5	4,298.5
Abkatún-Pol-Chuc	1,152.0	386.2	197.3	177.6	1.8	6.3	11.6	108.1	60.5
Holok-Temoa	0.0	2,314.8	334.6	0.0	11.5	36.9	286.2	1,627.5	1,488.5
Litoral de Tabasco	4,272.3	7,904.6	2,057.6	1,267.7	13.8	247.4	528.7	3,935.9	2,749.6

* 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 2010

	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)	166,660.5	138,079.1	19,142.4	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	35,323.6	26,800.2
Aceite Terciario del Golfo	137,289.6	54,434.9	17,191.8	11,399.7	0.0	1,775.9	4,016.3	28,580.3	20,888.6
Burgos	142.3	22,667.2	861.0	0.0	22.0	69.8	769.2	4,260.9	4,000.7
Poza Rica-Altamira	28,483.0	55,345.9	861.2	665.0	0.0	33.3	162.9	1,401.7	847.3
Veracruz	745.5	5,631.1	228.3	18.5	0.9	4.5	204.5	1,080.8	1,063.6
Probadas	49,717.5	73,743.0	1,352.3	613.6	9.7	83.5	645.5	3,866.8	3,357.0
Aceite Terciario del Golfo	21,282.4	7,701.0	482.9	358.3	0.0	38.1	86.6	610.7	450.2
Burgos	130.0	17,387.8	384.3	0.0	9.5	30.0	344.9	1,914.6	1,793.9
Poza Rica-Altamira	27,559.5	43,140.0	302.6	246.2	0.0	14.3	42.0	440.5	218.7
Veracruz	745.5	5,514.2	182.5	9.1	0.3	1.2	171.9	901.0	894.2
Probables	66,994.1	30,152.0	9,150.2	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	15,232.9	11,407.0
Aceite Terciario del Golfo	66,835.4	26,723.2	8,556.1	5,796.2	0.0	844.6	1,915.3	13,543.1	9,961.4
Burgos	8.6	2,438.0	205.2	0.0	5.7	18.0	181.5	1,002.7	943.9
Poza Rica-Altamira	150.2	990.8	372.3	275.9	0.0	10.7	85.7	630.2	446.0
Veracruz	0.0	0.0	16.6	5.5	0.1	0.3	10.7	56.9	55.8
2P	116,711.6	103,895.0	10,502.5	6,691.1	15.5	957.1	2,838.7	19,099.7	14,764.1
Aceite Terciario del Golfo	88,117.8	34,424.2	9,039.0	6,154.5	0.0	882.7	2,001.9	14,153.8	10,411.5
Burgos	138.6	19,825.8	589.5	0.0	15.2	48.0	526.4	2,917.4	2,737.9
Poza Rica-Altamira	27,709.7	44,130.8	674.9	522.1	0.0	25.0	127.8	1,070.6	664.6
Veracruz	745.5	5,514.2	199.1	14.5	0.4	1.5	182.7	957.9	950.0
Posibles	49,948.9	34,184.1	8,639.8	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	16,223.9	12,036.2
Aceite Terciario del Golfo	49,171.8	20,010.7	8,152.8	5,245.2	0.0	893.2	2,014.5	14,426.4	10,477.1
Burgos	3.7	2,841.4	271.5	0.0	6.9	21.8	242.8	1,343.5	1,262.8
Poza Rica-Altamira	773.4	11,215.1	186.3	142.9	0.0	8.3	35.1	331.1	182.7
Veracruz	0.0	117.0	29.2	4.0	0.5	3.0	21.8	122.9	113.6

* 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 2010

	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)	41,497.6	77,294.7	5,824.3	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	9,145.9	6,482.6
Bellota-Jujo	12,277.6	16,902.0	1,699.6	1,163.1	44.3	194.6	297.7	2,348.0	1,548.1
Cinco Presidentes	7,085.4	6,635.7	457.2	358.9	0.0	37.9	60.5	482.4	314.5
Macuspana	419.7	9,070.3	340.2	91.3	0.5	70.5	177.9	1,153.6	925.4
Muspac	7,336.5	25,215.1	665.0	315.2	12.1	130.1	207.5	1,537.5	1,079.4
Samaria-Luna	14,378.4	19,471.6	2,662.3	1,810.7	18.3	330.5	502.8	3,624.5	2,615.3
Probadas	37,545.9	71,403.4	4,036.1	2,545.3	61.4	548.4	881.0	6,481.3	4,582.0
Bellota-Jujo	10,911.6	15,281.9	1,382.4	924.4	38.9	166.2	252.9	1,996.8	1,315.1
Cinco Presidentes	6,799.2	6,280.0	270.7	210.5	0.0	23.2	37.0	278.2	192.3
Macuspana	251.3	7,945.0	164.5	44.7	0.4	29.6	89.8	567.9	467.1
Muspac	6,912.4	23,970.8	346.1	133.3	6.8	81.7	124.3	918.7	646.7
Samaria-Luna	12,671.4	17,925.6	1,872.4	1,232.4	15.3	247.8	377.0	2,719.7	1,960.8
Probables	2,519.2	4,143.6	1,077.4	693.1	10.1	138.1	236.2	1,704.2	1,228.4
Bellota-Jujo	1,102.8	1,242.4	259.2	193.8	4.6	24.1	36.7	293.3	191.0
Cinco Presidentes	195.3	275.2	87.9	68.3	0.0	7.5	12.0	88.7	62.5
Macuspana	136.2	819.2	116.6	31.3	0.1	25.3	60.0	390.8	312.0
Muspac	281.9	981.9	122.5	50.2	2.6	26.0	43.6	326.5	226.8
Samaria-Luna	803.0	824.9	491.1	349.4	2.8	55.1	83.9	604.8	436.1
2P	40,065.1	75,547.0	5,113.5	3,238.3	71.5	686.5	1,117.2	8,185.5	5,810.4
Bellota-Jujo	12,014.4	16,524.3	1,641.6	1,118.1	43.5	190.3	289.6	2,290.1	1,506.1
Cinco Presidentes	6,994.5	6,555.2	358.6	278.9	0.0	30.7	49.0	366.9	254.8
Macuspana	387.5	8,764.3	281.2	76.0	0.5	54.8	149.8	958.7	779.1
Muspac	7,194.3	24,952.8	468.6	183.6	9.4	107.8	167.9	1,245.3	873.5
Samaria-Luna	13,474.4	18,750.5	2,363.6	1,581.8	18.1	302.9	460.9	3,324.5	2,396.9
Posibles	1,432.5	1,747.7	710.8	500.8	3.7	77.0	129.3	960.4	672.2
Bellota-Jujo	263.2	377.7	58.0	44.9	0.7	4.2	8.1	57.8	42.0
Cinco Presidentes	90.9	80.6	98.6	80.0	0.0	7.2	11.5	115.4	59.6
Macuspana	32.2	306.0	59.1	15.3	0.0	15.7	28.1	194.9	146.3
Muspac	142.2	262.3	196.3	131.7	2.7	22.3	39.6	292.2	205.9
Samaria-Luna	904.0	721.1	298.7	228.9	0.2	27.6	42.0	299.9	218.3

* Líquidos del gas obtenidos en plantas de proceso.

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

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

Si desea contactarnos, 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

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.

Celina Torres
ctorresu@dcf.pemex.com

Mario Luis Fuentes
mfuentes@dcf.pemex.com

Carmina Moreno
cmoreno@dcf.pemex.com

Guillermo Regalado
gregalado@dcf.pemex.com

Cristina Arista
darista@dcf.pemex.com

Paulina Nieto
pnietob@dcf.pemex.com

Antonio Murrieta
amurrieta@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 Comercio Internacional, 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 Comisión de Valores de los Estados Unidos (SEC por su acrónimo en inglés), 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) 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). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

Las cifras de reservas probadas al 1 de enero de 2010 son consistentes con los comentarios de las empresas de ingeniería independientes que certifican las reservas. Sin embargo, de conformidad con el Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos se encuentra en proceso de revisión de los reportes de reservas, para que posteriormente la Secretaría de Energía, en base a la información de la referida Comisión, dé a conocer las reservas de hidrocarburos del país. Es posible que se presenten diferencias con respecto a las cifras de reservas probables y posibles, en particular en la región asociada al Paleocanal de Chicontepec..

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 las revelaciones en la Forma 20-F y en el reporte anual a la Comisión Bancaria y de Valores, disponibles en la sección de Relación con Inversionistas de www.pemex.com

Las variaciones acumuladas o anuales se calculan en comparación con el mismo periodo del año anterior; a menos de que se especifique lo contrario.

Fe de erratas:

En la página 13, donde dice:

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

Debe decir:

Las reservas probadas al 1 de enero de 2009 y de 2010 fueron certificadas por las compañías Netherland, Sewell International; Ryder Scott y DeGolyer and MacNaughton