

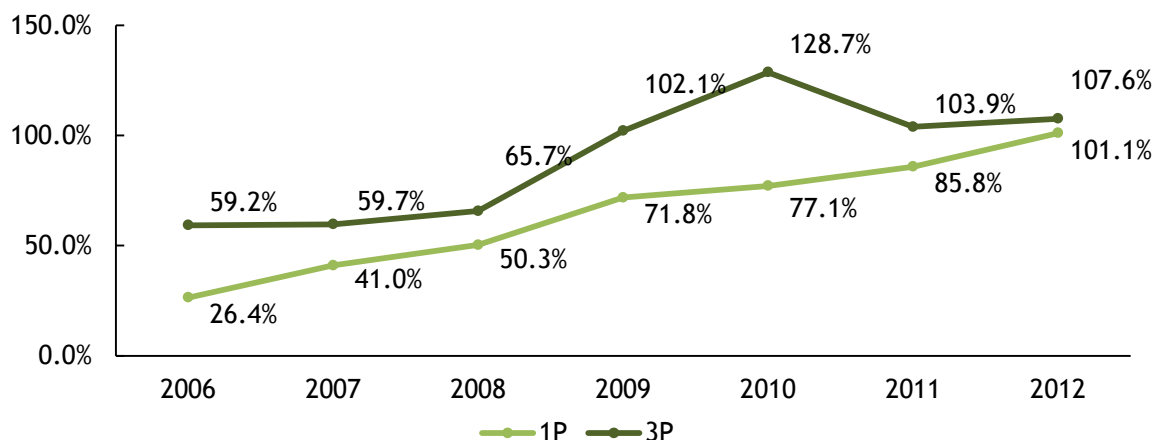
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

Estimación

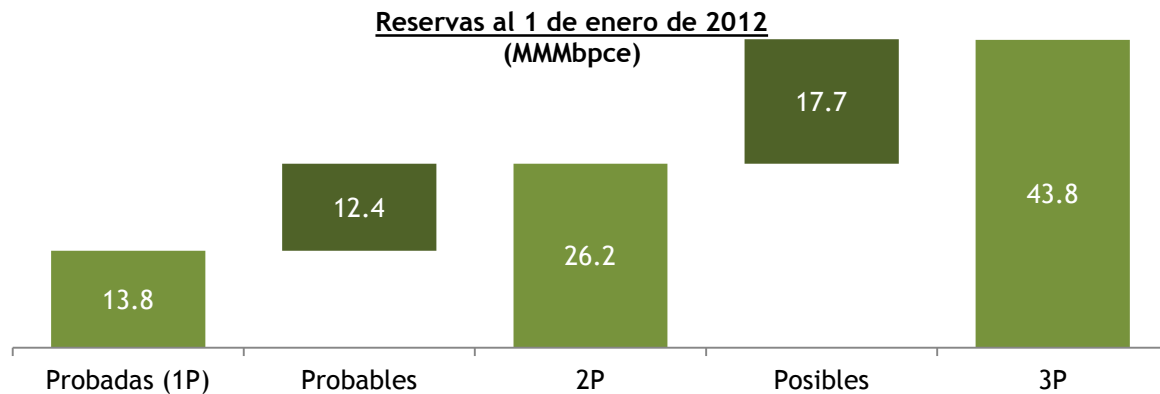
La información de reservas de hidrocarburos fue dictaminada favorablemente por la comisión nacional de hidrocarburos el 24 de febrero de 2012 con base en su resolución CNH.E.01.001/12 tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Solo resta la publicación por parte de la Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

	Al 1 de enero de		Aspectos relevantes 2012
	2011	2012	
	MMMBpce	MMMBpce	
Reservas probadas	13.796	13.810	→ La tasa de restitución de reservas probadas fue mayor al 100%. Las reservas probadas ascienden a 13.81 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMBpce), lo que corresponde a una vida promedio ¹ de 10.2 años.
Reservas 1P	13.796	13.810	
Reservas probables	15.013	12.353	
Reservas 2P	28.809	26.163	→ Las reservas 2P ascienden a 26.2 MMMbpce que corresponden a una vida promedio ¹ de 19.3 años
Reservas posibles	14.264	17.674	→ La tasa de restitución de las reservas 3P fue de 107.6%, debido, esencialmente, a nuevos descubrimientos. La vida promedio ¹ de las reservas 3P equivale a 32.3 años.
Reservas 3P	43.074	43.837	

Tasa de Restitución de Reservas



1. Vida promedio se refiere a la relación reserva-producción.



Nota: Las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Reservas probadas al 1 de enero de 2012

Las reservas 1P o reservas probadas al 1 de enero del 2012 ascienden a 13.8 MMMbpce. Las reservas 2P, integradas por las reservas probadas y probables ascienden a 26.2 MMMbpce. Las reservas totales o 3P, integradas por las reservas 2P y las reservas posibles, suman 43.8 MMMbpce.

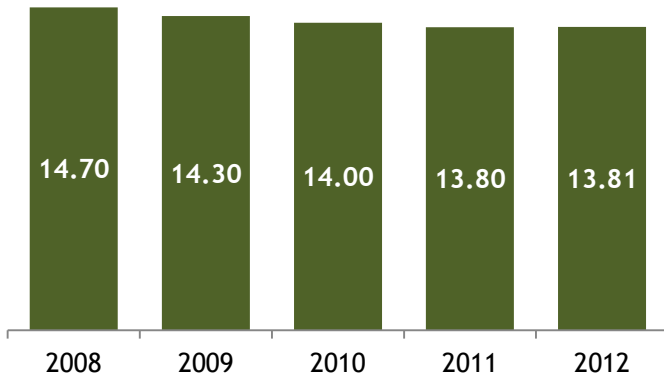
El 66% de las reservas probadas se categorizan como desarrolladas, esto es, son reservas que se espera que sean recuperadas de pozos existentes, infraestructura actual e inversiones moderadas. El 72% de las reservas desarrolladas se localizan en los complejos Catarell, Ku-Maloob-Zaap, Antonio J. Bermúdez así como en los campos Jujo-Tecominoacan, Ixtal, Bolontikú, Caan, May y Chuc.

Por otra parte, el 34% de las reservas probadas se determinan como no desarrolladas, esto es, reservas que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción. El 54% de estas reservas se localizan en los complejos Ku-Maloob,Zaap, Cantarell, Antonio J. Bermúdez así como en los campos Jujo-Tecominoacan; Tsimin, Ayatsil, Kayab y Xux.

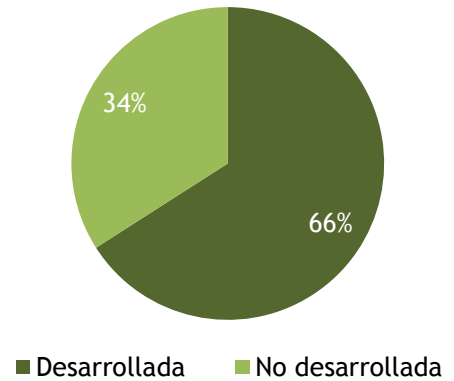
Tasa de restitución de reservas probadas

La tasa de restitución de reservas, que básicamente equivale a la incorporación de reservas debido a descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones durante el año relativa a la producción total de hidrocarburos en el mismo periodo, alcanzó 101.1%. Esta es la primera vez desde la adopción de los estándares y métricas de la Society of Petroleum Engineers (SPE), los World Petroleum Congresses (WPC) y la Securities and Exchange Commission de EEUU (SEC) que se logra restituir la totalidad de la producción anual de hidrocarburos. Con esto se revierte la tendencia observada en años previos en la declinación de reservas y se sustenta el futuro de la industria petrolera en México.

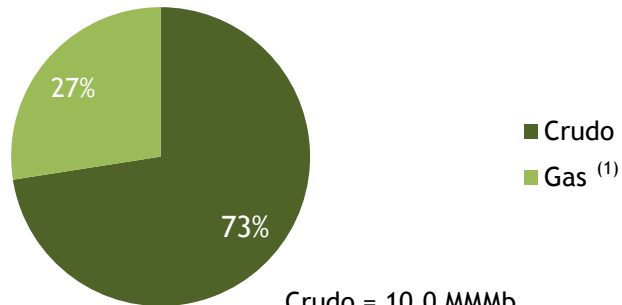
Reservas probadas al 1 de enero de (MMbpce)



Composición de las reservas probadas



Reservas probadas de crudo y gas natural



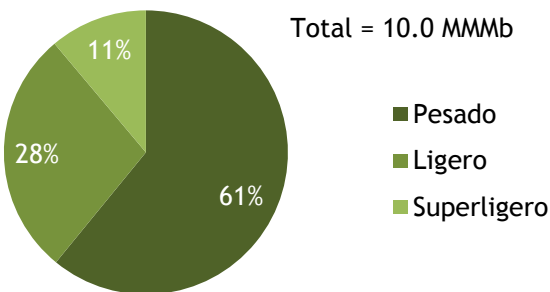
Crudo = 10.0 MMMb
Gas = 3.8 MMMbpce

(1) Incluye condensados y líquidos de planta.

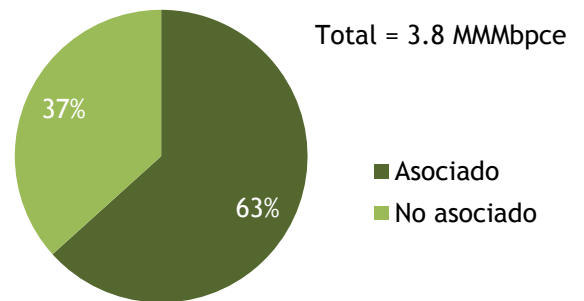
Composición de las reservas probadas

Las reservas probadas se integran principalmente por petróleo crudo, por lo tanto gran parte de las reservas de gas son de gas asociado.

Reservas 1P por tipo de crudo



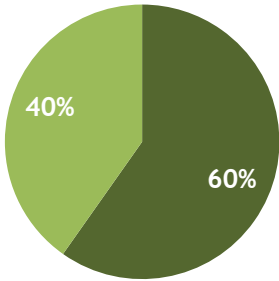
Reservas 1P por tipo de gas



Reservas probadas marinas y terrestres

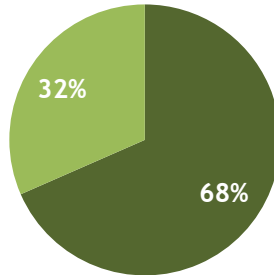
El 60% de las reservas probadas yacen en campos marinos razón por la cual PEMEX es una de las principales empresas productoras de hidrocarburos costa afuera.

Total de reservas probadas



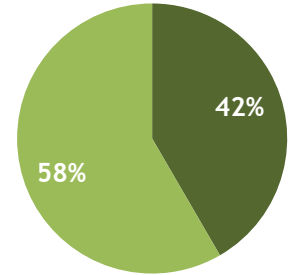
■ Marinas ■ Terrestres

Reservas probadas de crudo



■ Marinas ■ Terrestres

Reservas probadas de gas

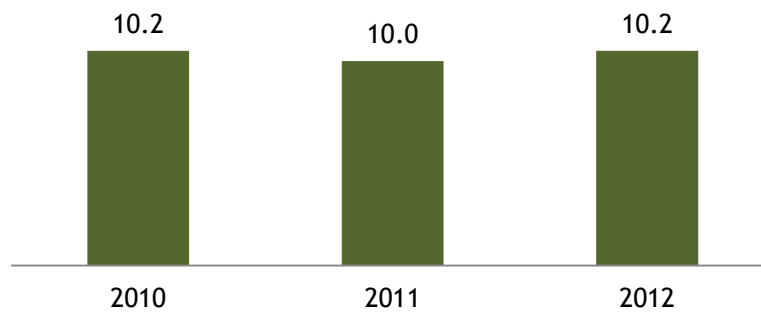


■ Marinas ■ Terrestres

Reserva 1P/ Producción

La vida promedio de las reservas 1P, o reservas probadas, ascendió a 10.2 años.

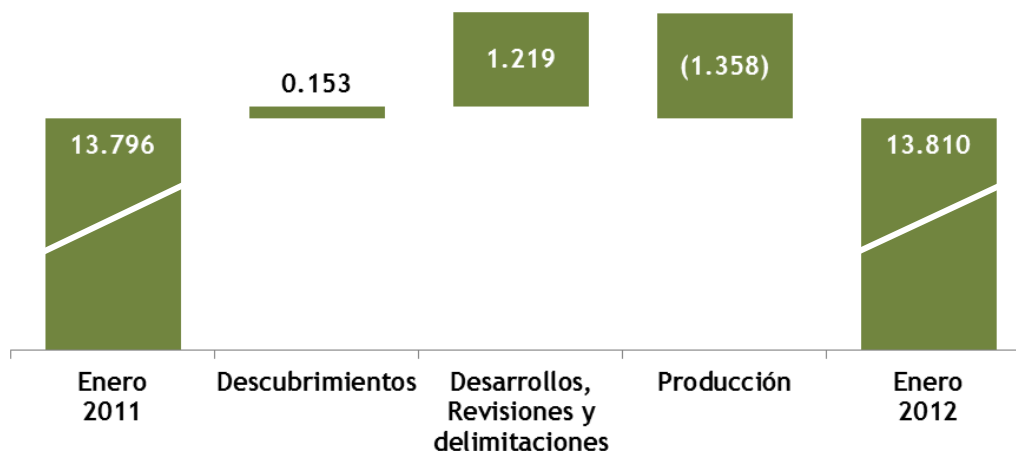
Reserva 1P/Producción (años)



Evolución de las reservas probadas

Una parte significativa de la incorporación de reservas 1P se atribuyó a desarrollos, revisiones y delimitaciones, mismas que son resultado de las inversiones que ha realizado PEMEX para incrementar sus capacidades operativas y tecnológicas. Esto ha derivado, entre otras cosas, en un mayor factor de recuperación, aprovechamiento y disponibilidad de hidrocarburos.

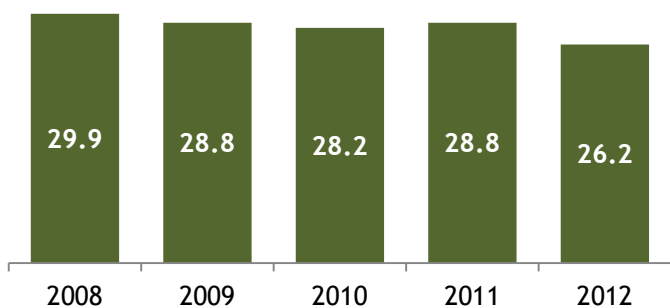
Evolución de las reservas 1P (MMbpce)



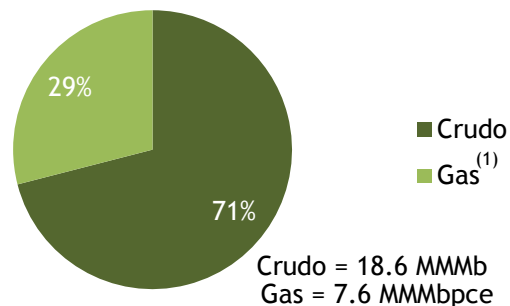
Reservas 2P

Al 1 de enero de 2012, las reservas probables ascendieron a 12.4 MMMbpce, por lo que las reservas 2P, que son la suma de las reservas probadas más las probables, totalizaron 26.2 MMMbpce. Las reservas probables registraron un descenso debido, principalmente, a la reclasificación de reservas en el Activo Aceite Terciario del Golfo (ATG) a reservas posibles.

Reservas 2P al 1 de enero de (MMbpce)



Reservas 2P Crudo y gas natural

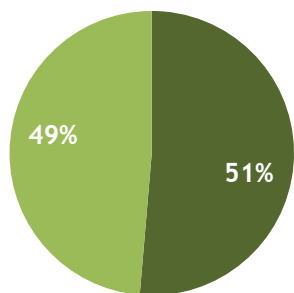


(1) Incluye condensados y líquidos de planta.

Reservas 2P marinas y terrestres

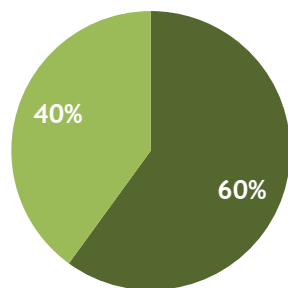
42% de las reservas probables se encuentran en las regiones marinas donde destacan el complejo Ku-Maloob-Zaap, Akal, Tsimin, Ayatsil y Pit. Esto es, una parte significativa de las reservas probables yace en aguas someras de las regiones marinas, subrayando la relevancia de dichas provincias en México. Alrededor del 47% de las reservas probables se ubican en el Activo ATG.

Total de reservas 2P



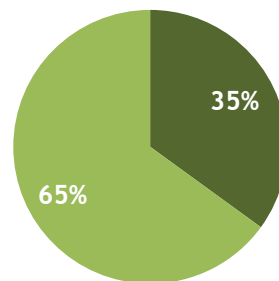
■ Marinas ■ Terrestres

Reservas 2P de crudo



■ Marinas ■ Terrestres

Reservas 2P de gas

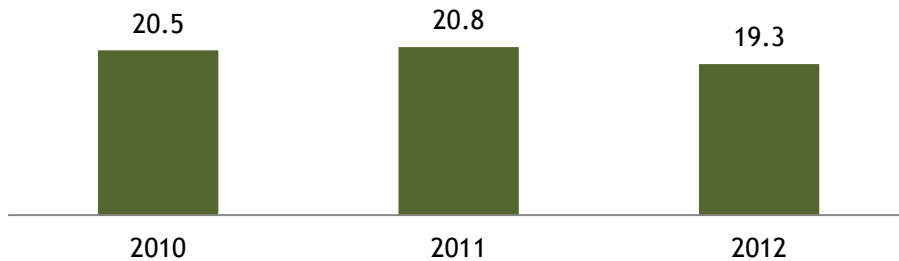


■ Marinas ■ Terrestres

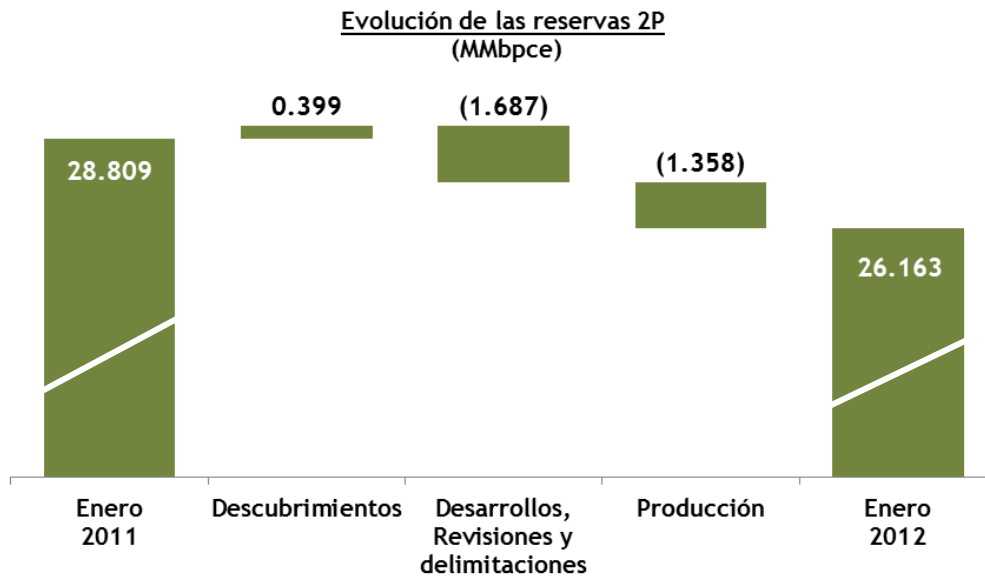
Reserva 2P/ Producción

La vida promedio de las reservas 2P ascendió a 19.3 años.

Reserva 2P/Producción (años)



Evolución de las reservas 2P



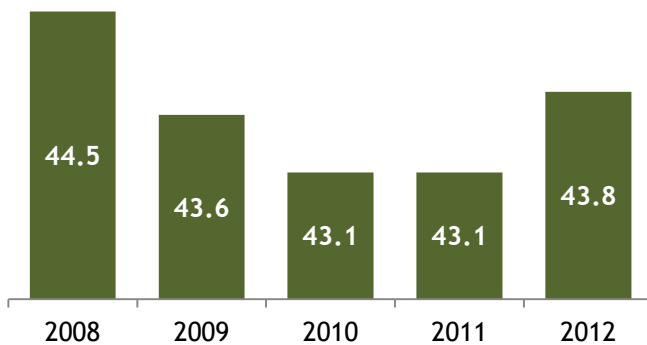
En 2010, PEMEX estableció laboratorios de campo en el Activo ATG enfocados a incrementar el factor de recuperación a través del desarrollo de mejores estrategias de explotación y tecnología. Como resultado, en 2011 se logró incrementar la productividad y reducir la tasa de declinación de los pozos, con lo que la producción del Activo ATG incrementó 37%, de 44.8 Mbd en 2010 a 61.5 Mbd en 2011.

Reservas 3P

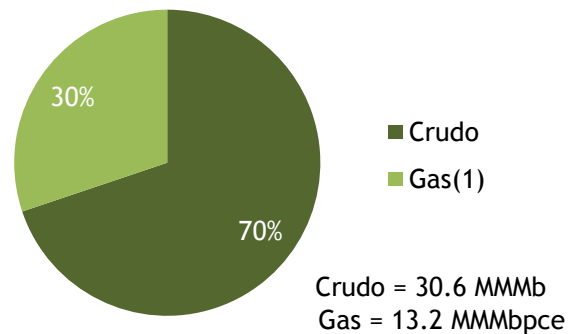
Al 1 enero de 2012, las reservas posibles alcanzaron un total de 17.7 MMMbpce. Por lo tanto, las reservas 3P alcanzaron un total de 43.8 MMMbpce.

La tasa de restitución de reservas 3P fue de 107.6%, considerando únicamente nuevos descubrimientos.

Reservas 3P al 1 enero de
(MMbpce)



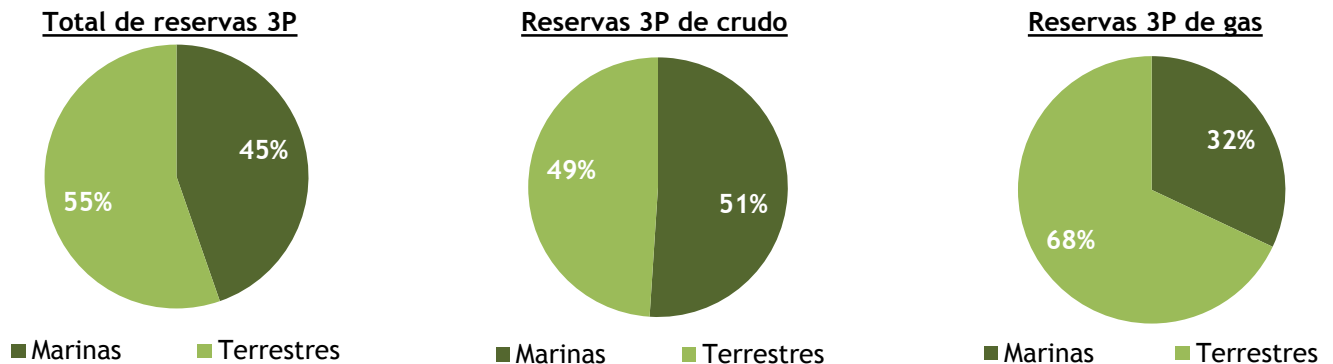
Reservas 3P
Crudo y gas natural



(1) Incluye condensados y líquidos de planta.

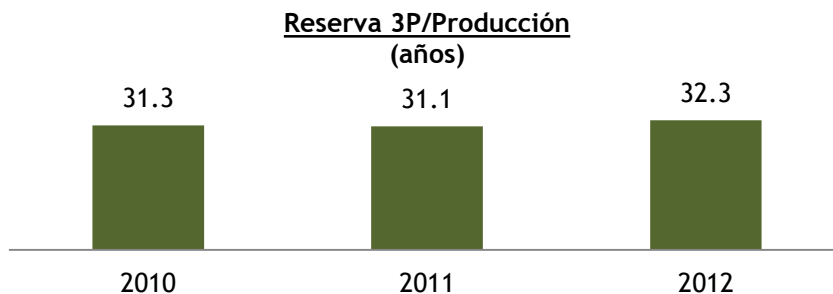
Reservas 3P marinas y terrestres

51% de las reservas 3P de petróleo crudo se localizan en campos marinos en tanto que el 68% de las reservas 3P de gas se ubican en campos terrestres.



Reserva 3P/ Producción

La vida promedio de las reservas 3P alcanzo 32.3 años, que es mayor a la relación de los últimos tres años.

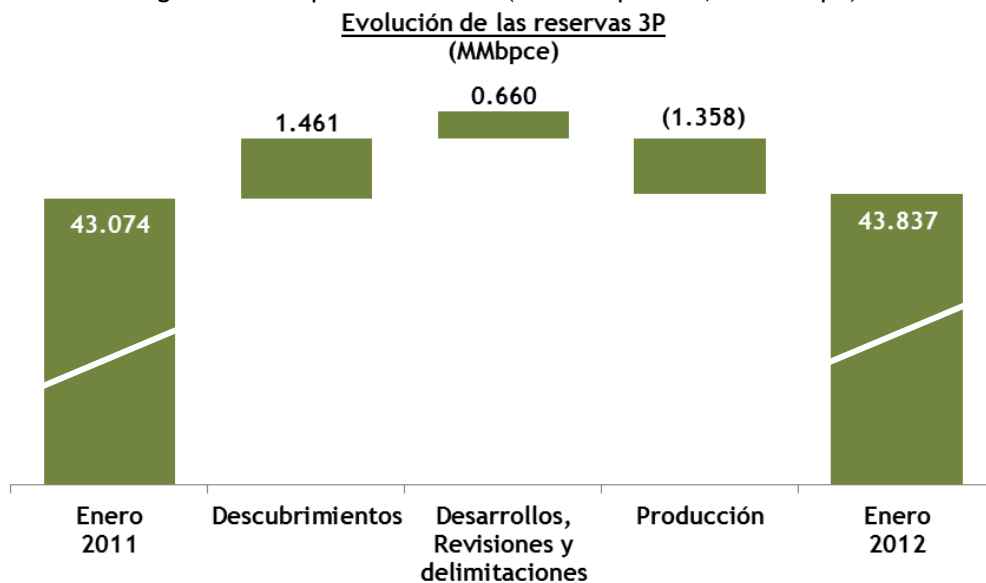


Evolución de las reservas 3P

El incremento de las reservas 3P se atribuyó, principalmente, a la incorporación de reservas por nuevos descubrimientos.

De los 1,461 MMbpce que se incorporaron a reservas en 2011 por nuevos descubrimientos, 153 MMbpce fueron reservas probadas, 246 MMbpce reservas probables y 1,062 MMbpce reservas posibles.

Los descubrimientos de petróleo crudo conformaron aproximadamente el 78% (1,141 MMbpce) de las incorporaciones de reservas por nuevos descubrimientos, en tanto que los de gas natural aportaron el 22% (320 MMbpce ó 1,519 MMMpc).



**Descubrimientos
2006 - 2011**

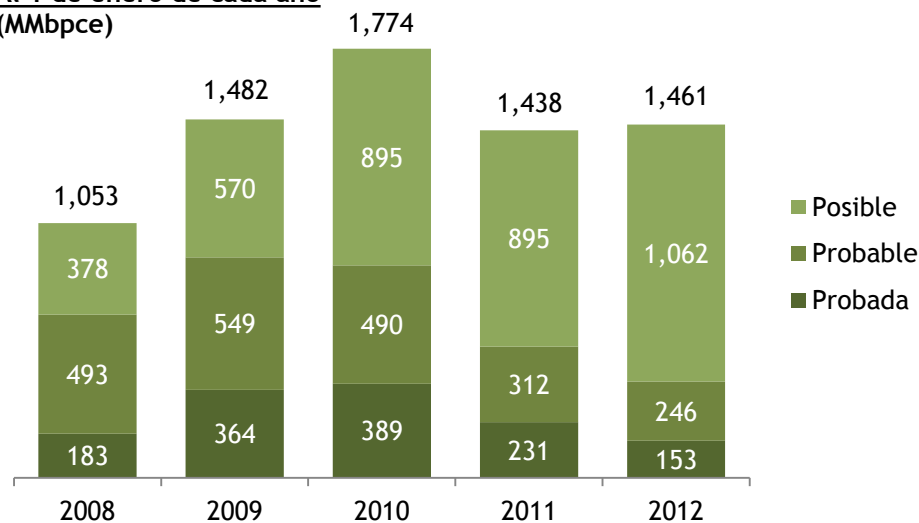
Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En el periodo 2007 - 2011 se han descubierto 7,208 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 4,701 MMb de crudo y 12,108 MMMpc.

La incorporación de reservas por nuevos descubrimientos durante los últimos cinco años se ha logrado mantener por arriba de los 1,000 MMbpce, lo que ha contribuido a cumplir con las metas de restitución e incorporación de reservas por actividades exploratorias.

Evolución de los descubrimientos

**Al 1 de enero de cada año
(MMbpce)**



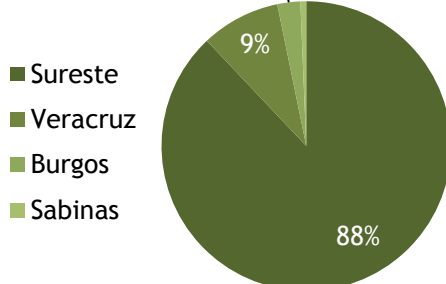
	2008	2009	2010	2011	2012
Reservas 1P	183	364	389	231	153
Reservas 2P	675	912	879	543	399
Reservas 3P	1,053	1,482	1,774	1,438	1,461

Nota: Las cifras podrían no coincidir debido a redondeo.

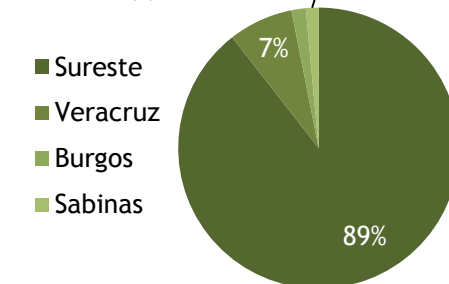
**Descubrimientos por
cuenca 2011**

Los resultados de los descubrimientos por cuenca revelan la estrategia exploratoria de PEMEX, la cual consiste en identificar nuevas reservas en las cuencas más productivas. De tal manera, las cuencas del sureste, donde se encuentran Activos como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, aportaron el mayor volumen de reservas, corroborando el potencial productivo en las aguas territoriales del Golfo de México. Las cuencas productoras de gas natural no-asociado (Burgos, Sabinas y Veracruz) también continuaron incorporando reservas, con lo que se espera sustentar la plataforma productiva de dicho hidrocarburo.

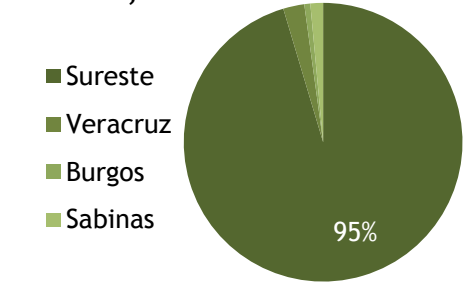
**1P (MMbpce)
100% = 153**



**2P (MMbpce)
100% = 399**



**3P (MMbpce)
100% = 1,461**



Principales descubrimientos marinos	<p>Al 1 de enero de 2012, los descubrimientos marinos agregaron reservas probadas por 104 MMbpce, de los cuales 94 MMb corresponden a petróleo crudo y 42 MMMpc a gas natural.</p> <p>Las reservas 3P incorporadas en aguas territoriales del Golfo de México, ascendieron a 1,269 MMbpce que corresponden a 922 MMb de petróleo crudo y 1,659 MMMpc de gas natural. Los principales descubrimientos costa afuera se dieron con la perforación y terminación de los pozos Kinbe-1, Piklis-1, Nen-1 y Hokchi-101.</p>
Principales descubrimientos terrestres	<p>Las actividades exploratorias en tierra agregaron reservas probadas por 49 MMbpce, de los cuales 22 MMb corresponden a petróleo crudo y 123 MMMpc a gas natural.</p> <p>En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 192 MMbpce, de los cuales 89 MMb corresponden a petróleo crudo y 475 MMMpc a gas natural.</p> <p>Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste y se deben principalmente a la perforación y terminación de los pozos Pareto-1 y Tokal-1. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos, Sabinas y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Emergente-1, Lindero-1, Bragado-1, Bocaxa-1, Chancarro-1 y Gasífero-1.</p>
Revisiones	<p>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.</p> <p>En 2011 las revisiones tuvieron un efecto favorable que se atribuyó, principalmente, a un mejor comportamiento de la producción en campos y a nuevos proyectos de recuperación secundaria, los cuales derivaron en un mayor factor de recuperación.</p> <p>Las reservas probadas por revisiones incrementaron en 401 MMbpce, en tanto que las 3P crecieron en 1,063 MMbpce.</p>
Desarrollos	<p>Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo.</p> <p>Las reservas 1P por desarrollos incrementaron 729 MMbpce, los campos que presentan mayores incrementos en reservas 1P por desarrollos son Maloob, Zaap, y Aceite Terciario del Golfo. Las reservas 2P y 3P disminuyeron 1,916 MMbpce y 405 MMbpce, respectivamente.</p>
Producción	<p>En 2011 la producción total de crudo alcanzó un promedio de 2.55 MMbd y 6.59 MMpcd de gas natural que corresponden a una producción acumulada anual de 1,358 MMbpce.</p>
Metas para la tasa de restitución de reservas	<p>La tasa de restitución de reservas probadas alcanzó un valor superior al 100%, lo que compensó cada barril producido en 2011. El objetivo de PEMEX es sustentar los niveles actuales de restitución de reservas a través de la inversión en exploración, tecnología e infraestructura que permita incrementar factores de recuperación, aprovechamiento y la disponibilidad de hidrocarburos. Estas metas están basadas en valores esperados a finales de 2011, y están sujetas a incertidumbre y riesgos inherentes en la estimación de reservas de hidrocarburos, actividades de exploración y producción, así como a variaciones en los niveles de inversión aprobados en exploración y explotación.</p>

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 2012 fueron certificadas satisfactoriamente por las compañías Netherland, Sewell International y DeGolyer and MacNaughton en las categorías 1P, 2P y 3P para las cuatro regiones productivas de Pemex-Exploración y Producción. Adicionalmente, al 1 de enero de 2012, ciertas estimaciones hechas por PEMEX de las reservas 1P de México fueron certificadas por la compañía Ryder Scott.

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				
		No económico		Económico		
Incertidumbre	No recuperable	P R o e s c p u e r c	No recuperable	C R n e t c i u n r g	Probada 1P	P r o d u c c i ó n
		Estimación baja		Estimación baja	Probable 2P	
		Estimación central		Estimación central	Posible 3P	
		Estimación alta		Estimación alta		

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).

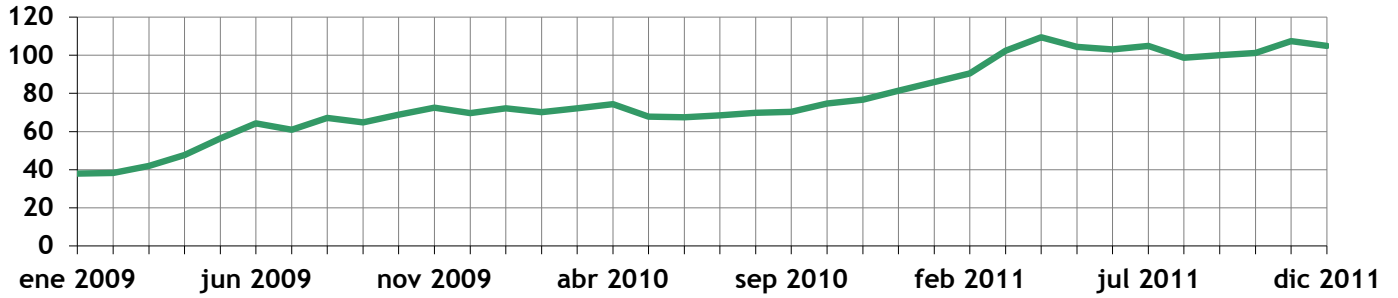
Las reservas probables son aquellas reservas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de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

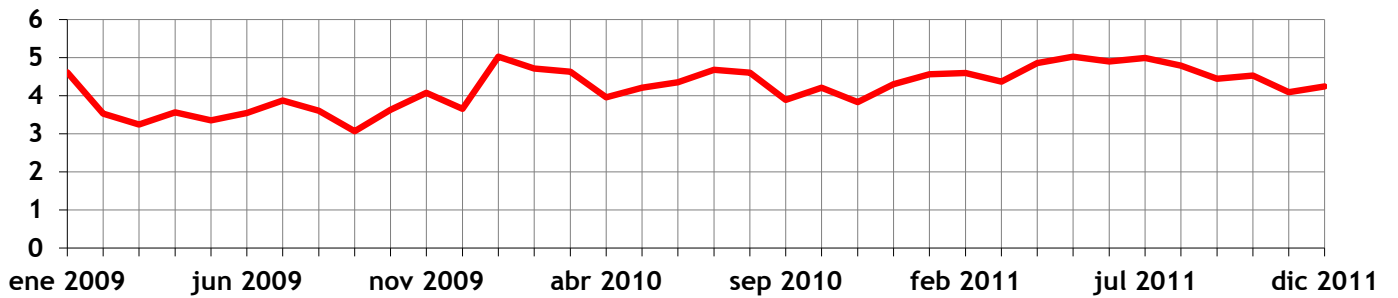
Figura A1

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 2011								
Cuenca	Pozo	1P		2P		3P		Pce
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Campo								
Total		116.3	165.4	301.5	443.6	1,011.0	2,134.2	1,461.1
Burgos		0.0	18.9	0.0	31.3	0.0	47.7	10.1
	Bocaxa	0.0	8.6	0.0	14.5	0.0	21.4	4.6
	Bragado	0.0	2.3	0.0	4.8	0.0	10.2	2.5
	Nejo	0.0	7.9	0.0	12.0	0.0	16.1	3.1
Sabinas		0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
	Emergente	0.0	5.2	0.0	30.4	0.0	111.8	21.5
Sureste		113.0	88.4	295.2	260.0	1,002.0	1,834.7	1,393.6
	Hokchi	19.5	9.2	61.0	28.8	84.9	40.0	93.2
	Kab	13.0	19.2	60.1	88.4	178.6	262.8	233.6
	Kayab	0.0	0.0	0.0	0.0	490.5	40.7	490.5
	Nen	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	433.8	81.5
	Pareto	17.8	45.9	43.7	110.2	69.2	168.7	111.7
	Piklis	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	790.7	180.9
	Sihil	57.1	10.6	111.0	20.0	121.0	21.7	128.1
	Tokal	0.8	0.2	5.7	3.7	10.8	7.2	12.5
	Tsimin	0.0	0.0	0.0	0.0	17.4	46.2	27.1
	Xanab	4.7	3.4	13.6	9.0	29.7	23.0	34.5
Veracruz		3.4	52.8	6.3	121.8	9.0	139.9	35.9
	Chancarro	0.0	26.1	0.0	26.1	0.0	26.1	5.0
	Gasifero	3.4	26.7	6.3	95.7	9.0	113.8	30.8

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Total (3P)	255,913	257,484	43,837	30,613	61,641
Probadas(1P)	157,559	191,863	13,810	10,025	17,224
Probables	50,959	32,154	12,353	8,548	17,612
2P	208,517	224,017	26,163	18,573	34,837
Posibles	47,396	33,467	17,674	12,039	26,804

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								
	2009		2010		2011		Acumulada al 1 de enero de 2012	
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
	949.5	2,566.2	940.2	2,562.3	930.8	2,406.8	39,694.6	69,255.2
Marina Noreste	544.9	650.6	510.0	578.0	490.1	513.0	17,463.9	9,024.9
Cantarell	250.0	531.2	203.7	456.9	182.7	392.3	13,896.0	7,327.0
Ku-Maloob-Zaap	294.9	119.4	306.3	121.1	307.4	120.8	3,567.9	1,697.8
Marina Suroeste	188.9	405.7	198.7	427.7	204.6	441.0	6,245.3	7,974.2
Abkatún-Pol-Chuc	111.5	211.8	108.1	216.9	100.8	204.0	5,538.2	6,353.9
Litoral de Tabasco	77.5	193.9	90.6	210.8	103.8	237.0	707.1	1,620.3
Norte	34.1	926.0	37.4	912.4	42.4	835.1	5,760.1	23,209.9
ATG	10.8	28.7	15.0	31.1	19.3	40.8	204.9	369.8
Burgos	0.0	553.1	0.0	539.6	0.0	490.6	33.7	12,128.7
Poza Rica-Altamira	21.6	48.7	20.6	42.8	22.0	42.0	5,441.0	7,506.4
Veracruz	1.7	295.5	1.8	298.9	1.2	261.6	80.5	3,204.9
Sur	181.7	583.9	194.1	644.1	193.7	617.7	10,225.3	29,046.3
Bellota-Jujo	62.8	95.2	58.5	111.7	52.3	105.2	3,094.5	4,751.6
Cinco Presidentes	20.6	25.2	26.2	38.3	30.5	42.7	1,814.5	2,220.8
Macuspana-Muspac	25.2	215.7	30.1	211.7	29.6	208.6	1,799.8	15,555.0
Samaria-Luna	73.0	247.7	79.4	282.5	81.3	261.2	3,516.5	6,518.8

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A4

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Totales (3P)	255,913.2	257,483.6	43,837.3	30,612.5	61,640.9
Marina Noreste	76,769.1	27,939.4	12,526.3	11,595.3	4,438.6
Marina Suroeste	28,719.2	45,224.4	7,054.4	4,026.4	14,615.2
Norte	111,169.1	110,048.8	18,689.0	11,499.1	33,958.1
Sur	39,255.7	74,271.0	5,567.7	3,491.8	8,628.9
Probadas (1P)	157,558.5	191,862.7	13,810.3	10,025.2	17,224.4
Marina Noreste	62,203.2	25,603.5	6,139.4	5,528.0	2,848.7
Marina Suroeste	19,129.1	26,222.0	2,115.5	1,266.9	4,080.1
Norte	41,187.3	71,433.3	1,575.2	813.1	3,858.3
Sur	35,039.0	68,604.0	3,980.2	2,417.2	6,437.2
Probables	50,958.9	32,154.2	12,352.7	8,548.1	17,612.5
Marina Noreste	5,739.8	973.1	3,203.6	2,999.7	942.7
Marina Suroeste	3,595.9	5,740.2	1,976.4	1,202.4	3,765.4
Norte	38,883.2	21,824.5	6,169.3	3,679.3	11,529.7
Sur	2,740.1	3,616.4	1,003.4	666.7	1,374.6
2P	208,517.5	224,017.0	26,163.0	18,573.3	34,836.8
Marina Noreste	67,943.0	26,576.6	9,343.0	8,527.7	3,791.4
Marina Suroeste	22,725.0	31,962.2	4,091.9	2,469.3	7,845.5
Norte	80,070.4	93,257.8	7,744.5	4,492.4	15,388.1
Sur	37,779.1	72,220.3	4,983.6	3,083.8	7,811.9
Posibles	47,395.8	33,466.6	17,674.3	12,039.3	26,804.0
Marina Noreste	8,826.2	1,362.8	3,183.3	3,067.6	647.2
Marina Suroeste	5,994.3	13,262.2	2,962.5	1,557.1	6,769.7
Norte	31,098.7	16,791.0	10,944.5	7,006.7	18,570.0
Sur	1,476.6	2,050.7	584.1	407.9	817.1

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A5

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Totales (3P)	76,769.1	27,939.4	12,526.3	11,595.3	4,438.6
Cantarell	38,037.3	17,911.1	5,352.3	4,844.8	2,081.8
Ku-Maloob-Zaap	38,731.8	10,028.3	7,173.9	6,750.4	2,356.9
Probadas (1P)	62,203.2	25,603.5	6,139.4	5,528.0	2,848.7
Cantarell	37,421.8	17,629.6	2,342.4	2,024.9	1,300.9
Ku-Maloob-Zaap	24,781.4	7,973.9	3,796.9	3,503.1	1,547.7
Probables	5,739.8	973.1	3,203.6	2,999.7	942.7
Cantarell	462.1	109.5	1,539.7	1,417.6	489.0
Ku-Maloob-Zaap	5,277.7	863.7	1,663.9	1,582.2	453.7
2P	67,943.0	26,576.6	9,343.0	8,527.7	3,791.4
Cantarell	37,883.8	17,739.0	3,882.2	3,442.4	1,789.9
Ku-Maloob-Zaap	30,059.1	8,837.6	5,460.8	5,085.3	2,001.5
Posibles	8,826.2	1,362.8	3,183.3	3,067.6	647.2
Cantarell	153.5	172.1	1,470.2	1,402.4	291.8
Ku-Maloob-Zaap	8,672.6	1,190.8	1,713.1	1,665.2	355.4

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A6

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Total (3P)	28,719.2	45,224.4	7,054.4	4,026.4	14,615.2
Abkatún-Pol-Chuc	17,035.1	16,777.0	1,464.0	1,141.4	1,708.8
Litoral de Tabasco	11,684.1	28,447.4	5,590.4	2,885.0	12,906.4
Probadas (1P)	19,129.1	26,222.0	2,115.5	1,266.9	4,080.1
Abkatún-Pol-Chuc	14,561.5	15,317.9	571.0	413.8	833.6
Litoral de Tabasco	4,567.6	10,904.1	1,544.5	853.1	3,246.6
Probables	3,595.9	5,740.2	1,976.4	1,202.4	3,765.4
Abkatún-Pol-Chuc	1,286.1	1,033.9	719.4	570.1	785.2
Litoral de Tabasco	2,309.8	4,706.3	1,257.0	632.4	2,980.1
2P	22,725.0	31,962.2	4,091.9	2,469.3	7,845.5
Abkatún-Pol-Chuc	15,847.6	16,351.8	1,290.4	983.8	1,618.8
Litoral de Tabasco	6,877.4	15,610.4	2,801.6	1,485.5	6,226.7
Posibles	5,994.3	13,262.2	2,962.5	1,557.1	6,769.7
Abkatún-Pol-Chuc	1,187.5	425.2	173.6	157.6	90.0
Litoral de Tabasco	4,806.8	12,837.0	2,788.9	1,399.5	6,679.7

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A7

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Norte al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo cru- do equivalente	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMMpc)
Totales (3P)	111,169.1	110,048.8	18,689.0	11,499.1	33,958.1
Aceite Terciario del Golfo	81,492.6	37,866.5	17,036.6	10,947.1	28,397.4
Burgos	418.7	22,986.9	777.2	9.5	3,759.6
Poza Rica-Altamira	28,502.1	43,210.9	653.1	521.5	751.7
Veracruz	755.8	5,984.5	222.1	20.9	1,049.3
Probadas (1P)	41,187.3	71,433.3	1,575.2	813.1	3,858.3
Aceite Terciario del Golfo	12,485.2	5,705.2	743.0	568.3	880.8
Burgos	397.0	18,832.0	388.0	6.4	1,876.7
Poza Rica-Altamira	27,549.3	41,007.2	294.0	229.2	362.2
Veracruz	755.8	5,888.9	150.2	9.1	738.6
Probables	38,883.2	21,824.5	6,169.3	3,679.3	11,529.7
Aceite Terciario del Golfo	38,708.5	19,169.6	5,745.8	3,496.8	10,311.2
Burgos	11.5	1,936.5	169.3	2.4	812.5
Poza Rica-Altamira	163.1	718.4	220.5	175.0	258.1
Veracruz	0.0	0.0	33.6	5.1	147.9
2P	80,070.4	93,257.8	7,744.5	4,492.4	15,388.1
Aceite Terciario del Golfo	51,193.7	24,874.8	6,488.8	4,065.1	11,192.0
Burgos	408.5	20,768.5	557.3	8.8	2,689.2
Poza Rica-Altamira	27,712.4	41,725.6	514.5	404.3	620.3
Veracruz	755.8	5,888.9	183.9	14.3	886.5
Posibles	31,098.7	16,791.0	10,944.5	7,006.7	18,570.0
Aceite Terciario del Golfo	30,298.8	12,991.7	10,547.8	6,882.0	17,205.4
Burgos	10.2	2,218.5	219.9	0.8	1,070.4
Poza Rica-Altamira	789.7	1,485.3	138.6	117.3	131.4
Veracruz	0.0	95.6	38.2	6.6	162.8

Nota: Todas las unidades están expresadas a condiciones atmosféricas, y suponen 15.6 °C y 14.7 psi.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Cuadro A8


Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur al 1 de enero de 2012					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	(MMb)	(MMMpc)	(MMbpce)	(MMb)	(MMMpc)
Totales (3P)	39,255.7	74,271.0	5,567.7	3,491.8	8,628.9
Bellota-Jujo	13,289.7	18,525.3	1,898.4	1,319.3	2,427.6
Cinco Presidentes	7,154.0	6,674.5	416.9	326.5	470.1
Macuspana-Muspac	6,077.4	29,517.9	815.4	288.4	2,298.8
Samaria-Luna	12,734.6	19,553.3	2,437.0	1,557.5	3,432.4
Probadas (1P)	35,039.0	68,604.0	3,980.2	2,417.2	6,437.2
Bellota-Jujo	11,349.1	16,194.7	1,300.1	878.6	1,782.6
Cinco Presidentes	6,875.8	6,366.6	297.9	228.5	323.7
Macuspana-Muspac	5,647.1	27,746.6	498.8	158.9	1,465.8
Samaria-Luna	11,167.1	18,296.1	1,883.3	1,151.2	2,865.1
Probables	2,740.1	3,616.4	1,003.4	666.7	1,374.6
Bellota-Jujo	1,685.4	1,917.3	457.7	339.4	479.2
Cinco Presidentes	177.6	183.1	34.9	27.2	35.1
Macuspana-Muspac	244.2	1,062.3	140.0	53.5	390.9
Samaria-Luna	632.9	453.6	370.8	246.5	469.4
2P	37,779.1	72,220.3	4,983.6	3,083.8	7,811.9
Bellota-Jujo	13,034.4	18,112.1	1,757.8	1,218.0	2,261.8
Cinco Presidentes	7,053.5	6,549.7	332.8	255.7	358.8
Macuspana-Muspac	5,891.3	28,808.9	638.9	212.4	1,856.7
Samaria-Luna	11,799.9	18,749.7	2,254.1	1,397.8	3,334.5
Posibles	1,476.6	2,050.7	584.1	407.9	817.1
Bellota-Jujo	255.3	413.2	140.6	101.3	165.7
Cinco Presidentes	100.5	124.8	84.1	70.8	111.3
Macuspana-Muspac	186.2	709.0	176.5	76.0	442.1
Samaria-Luna	934.6	803.6	182.9	159.8	97.9

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

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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
Síguenos en  [@PEMEX_RI](https://twitter.com/PEMEX_RI)

Rolando Galindo Galvez rolando.galindo@pemex.com	Carmina Moreno carmina.moreno@pemex.com	Cristina Arista delia.cristina.arista@pemex.com
Arturo Limón arturo.limon@pemex.com	Ana Lourdes Benavides ana.lourdes.benavides@pemex.com	Cristina Pérez cristina.perez@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 importantes económicos a nivel mundial;
- 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

La información de reservas de hidrocarburos fue dictaminada favorablemente por la comisión nacional de hidrocarburos el 24 de febrero de 2012 con base en su resolución CNH.E.01.001/12 tal y como se señala en los términos del artículo 10 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Solo resta la publicación por parte de la Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

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. Petróleos Mexicanos, 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.