

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013

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.

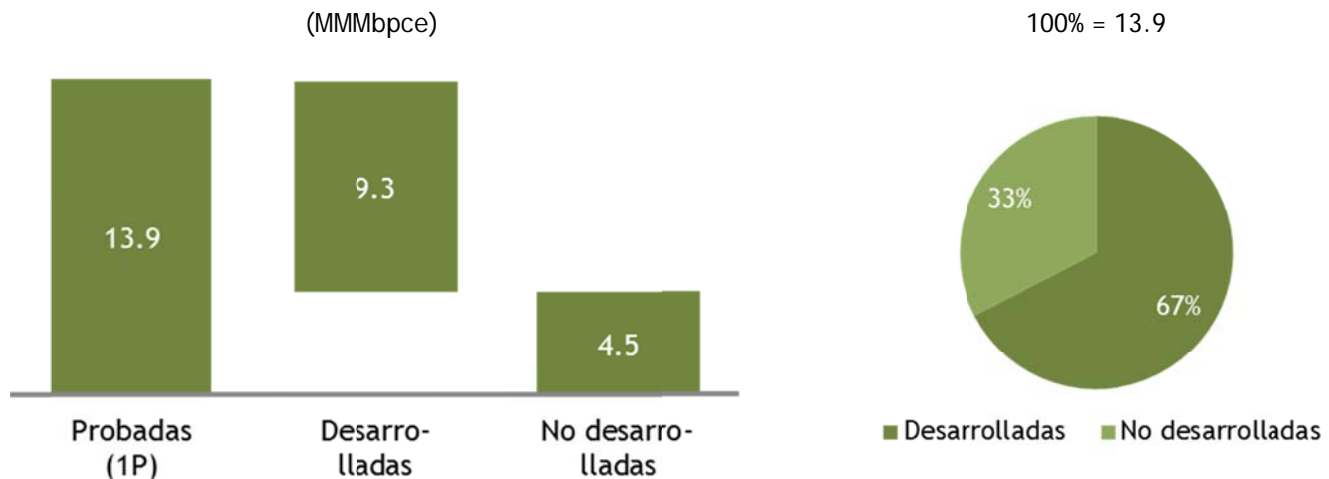
Reservas probadas al 1 de enero de 2013

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,868 millones barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 73% corresponde a crudo; 10% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, 9,319 MMbpce, o 67%, son desarrolladas, es decir, reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas mediante la infraestructura actual y la aplicación de inversiones moderadas. El 71% de las reservas desarrolladas se ubican en los complejos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez y en los campos Ixtal, May, Tsimín, Jujo-Tecominoacán, Costero, Caparoso-Pijije-Escuintle y Sen. En cuanto a las Regiones Productivas de Pemex Exploración y Producción (PEP), el 65% equivalente a 6,084 MMbpce se ubican en los campos de las Regiones de Producción Marinas y el restante 35% o 3,235 MMbpce en campos de las Regiones de Producción Norte y Sur.

Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a 4,549 MMbpce, o 33% de las reservas probadas. El 51% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, y Antonio J. Bermúdez y en los campos Ayatsil, Kayab, Pit, Tsimín, Xux y Jujo-Tecominoacán. Las Regiones Marinas concentran 49% de esta categoría de reservas, mientras que las regiones terrestres contienen el restante 51%.

Reservas probadas al 1 de enero de 2013



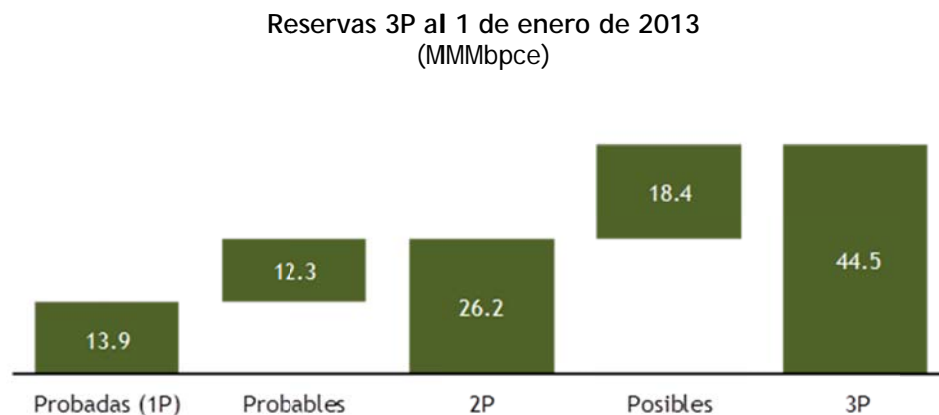
Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2013

Las reservas probables alcanzan 12,306 MMbpce. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 26,174 MMbpce. El 46% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, las regiones marinas concentra el 43% de estas reservas, donde destacan los campos Akal, Balam, Ayatsil, Maloob, Kunah y Tsimín.

Las reservas posibles alcanzaron 18,356 MMbpce que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 44,530 MMbpce. El 56% de la reserva posible se localiza en Chicontepec, mientras que 34% se concentran en las regiones marinas.

Las reservas 3P están conformadas de 69% de crudo, 10% de condensados y líquidos de planta, y 21% de gas seco equivalente a líquido.

Es importante señalar que con base en los valores de reserva 3P al 1 de enero de 2013, se tuvo un incremento neto de 693 MMbpce con respecto al año anterior, lo cual permitió por segundo año consecutivo, incrementar el volumen de reservas totales del país y con ello se apuntala su estrategia energética y se incrementa la viabilidad a futuro de Petróleos Mexicanos.



Reservas de crudo

Al 1 de enero de 2013 las reservas probadas de crudo se sitúan en 10,073 millones de barriles (MMb), de los que 61% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 10% a crudo superligero.

Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 30,817 MMb, correspondiendo 52% a crudo pesado, 35% a crudo ligero y 13% a crudo superligero.

Composición de las reservas de crudo (MMMb)



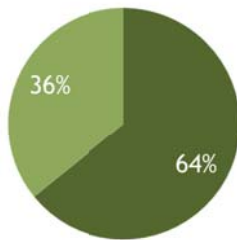
Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 17,075 billones de pies cúbicos (MMMMpc), de los que 64% corresponden a gas asociado y 36% a gas no asociado.

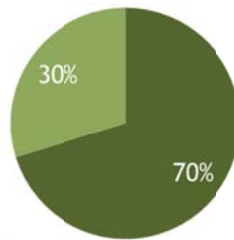
Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 63,229 MMMMpc, de los que 70% corresponden a gas asociado y 30% a gas no asociado. El activo Litoral de Tabasco concentra 63% de las reservas 3P de gas no asociado.

Composición de las reservas de gas natural (MMMMpc)

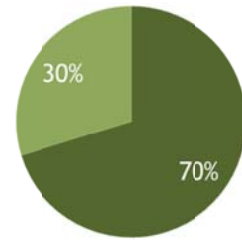
Reservas probadas
100% = 17.1



Reservas 2P
100% = 34.9



Reservas 3P
100% = 63.2



■ Asociado ■ No asociado

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, 58% se ubica en campos terrestres y 42% en campos marinos.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 48% es de campos terrestres y el 52% de campos costa fuera, mientras que 66% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 34% en regiones marinas.

Distribución geográfica de las reservas

Cuencas productoras

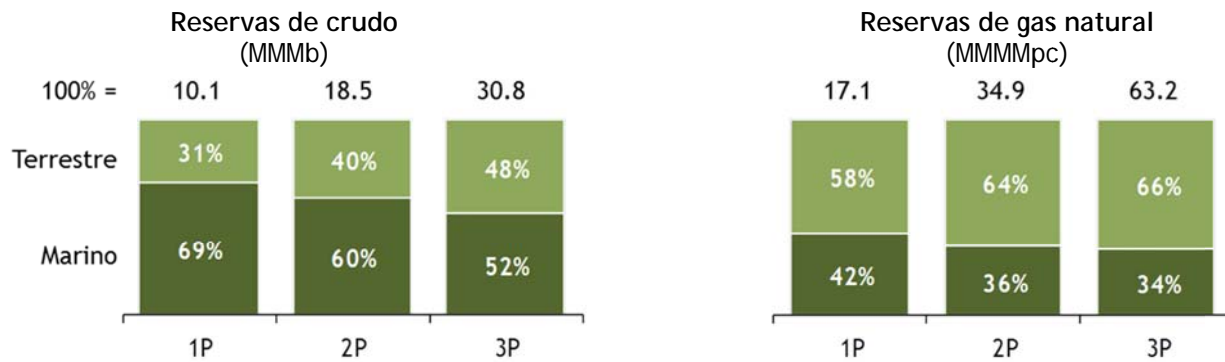


Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Cuenca	Acum. Prod.	Reservas		
		1P	2P	3P
Sureste	45.4	12.1	18.0	24.4
Tampico Misantla	6.5	1.2	7.0	17.4
Burgos	2.3	0.4	0.5	0.7
Veracruz	0.7	0.1	0.2	0.3
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1
Aguas profundas	0.0	0.1	0.4	1.7
Total	55.0	13.9	26.2	44.5

PEMEX cuenta con un gran potencial de hidrocarburos convencionales

Proyectos de desarrollo y exploración

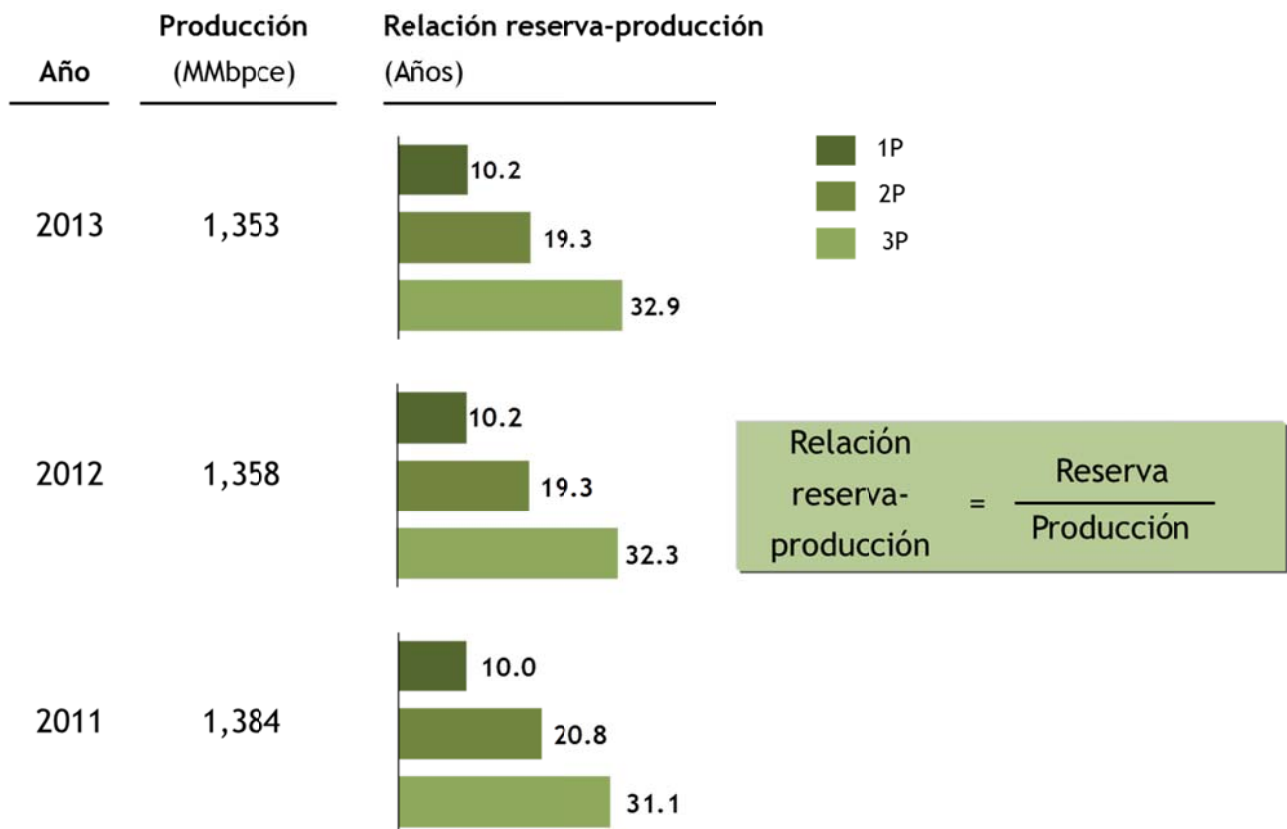


Relación reserva-producción

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 2013 entre la producción de 2012, es de 32.9 años para la reserva 3P, 19.3 años para la reserva 2P y 10.2 años para la reserva probada.

La relación reserva-producción 3P aumentó 2% con respecto al año anterior. Las relaciones reserva-producción 1P y 2P no presentaron diferencias significativas con respecto al año anterior.

Relación reserva-producción

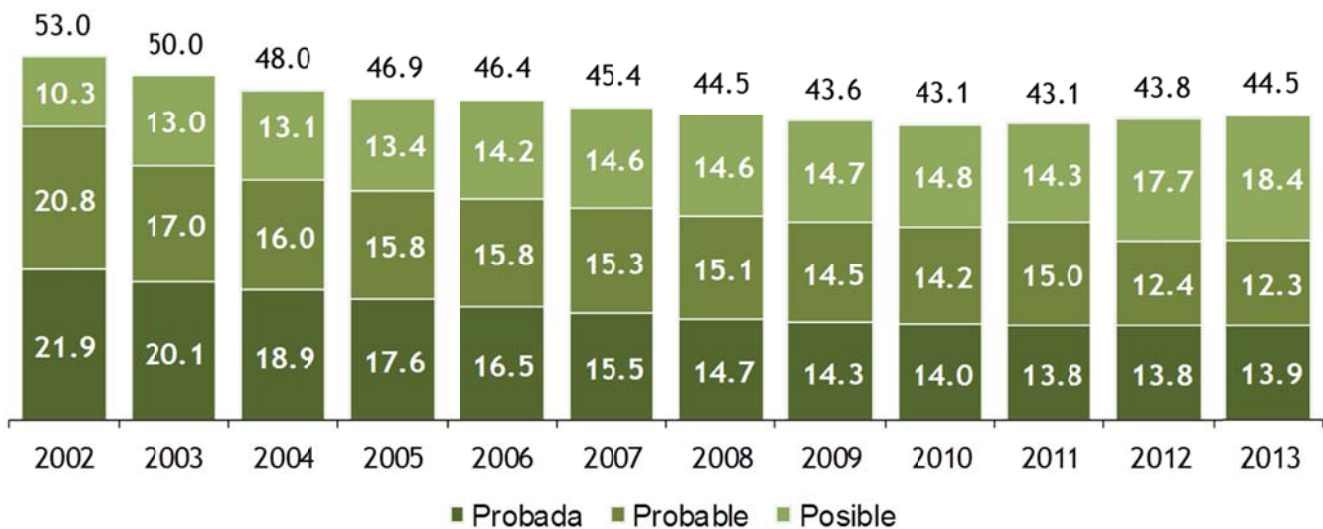


Evolución de las reservas

Por sexto año consecutivo se ha venido incorporando un volumen de reservas por actividad exploratoria por arriba de los 1000 MMbpce, esto permitió que, desde de la adopción de los lineamientos de la SPE (Society of Petroleum Engineers) y del WPC (World Petroleum Council), en la evaluación de las reservas al 1 de enero del 2000, se haya incrementado por segundo año consecutivo, las reservas totales del país al pasar de 43,837 MMbpce al 1° de enero del 2012, a 44,530 MMbpce al 1° de enero del 2013, teniéndose un incremento de reservas netas totales de 693 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Lo anterior se debió básicamente a los resultados de la incorporación de reservas por actividad exploratoria así como a los incrementos de reservas de los campos que se encuentran en desarrollo.

Evolución de las reservas (MMMbpce)



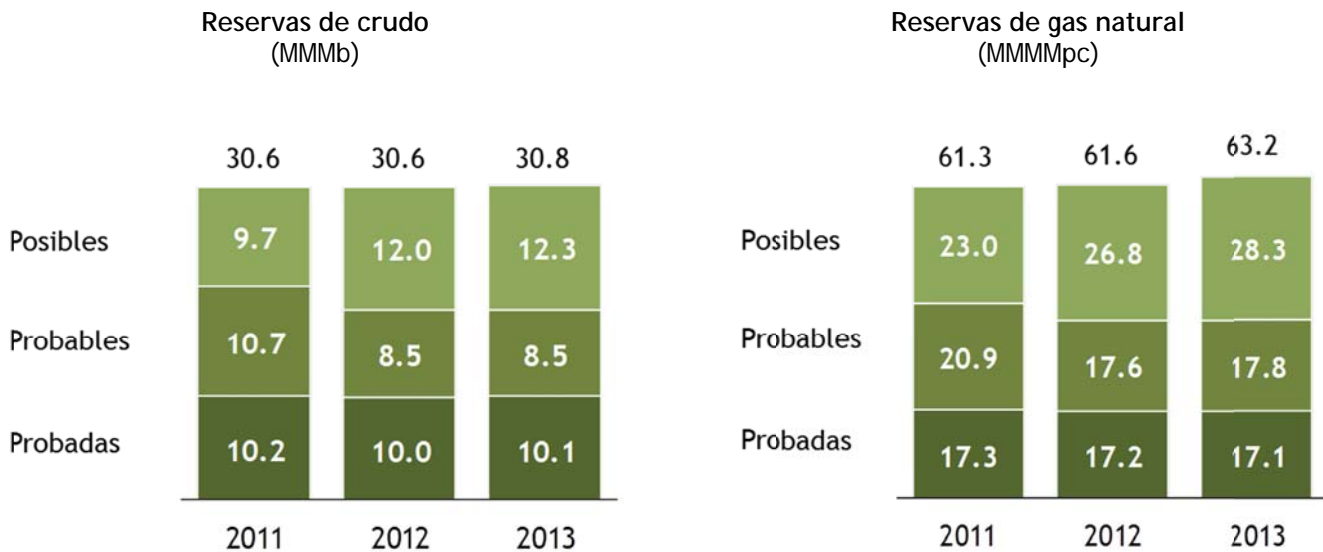
Evolución de las reservas de crudo

Del 1 de enero de 2012 al 1 de enero de 2013, las reservas 3P de crudo aumentaron en 204 millones de barriles, principalmente por efecto de la incorporación exploratoria de 851 millones de barriles de crudo. Las reservas probadas aumentaron 48 millones de barriles aun teniendo una producción de crudo de 933 millones de barriles en 2012. Asimismo, las reservas probables disminuyeron 91 millones de barriles por la reclasificación de reserva probable a probada originada principalmente por los campos Sihil, Maloob y Zaap. Las reservas posibles aumentaron 247 millones de barriles por efecto básicamente de los descubrimientos realizados durante 2012.

Evolución de las reservas de gas natural

De 2012 a 2013 las reservas 3P de gas natural aumentaron en 1,589 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), por efecto principalmente de los descubrimientos de 4,059 MMMpc de gas natural que lograron compensar la producción de gas natural al extraerse 2,337 MMMpc durante el año 2012.

Evolución de las reservas de crudo y gas natural

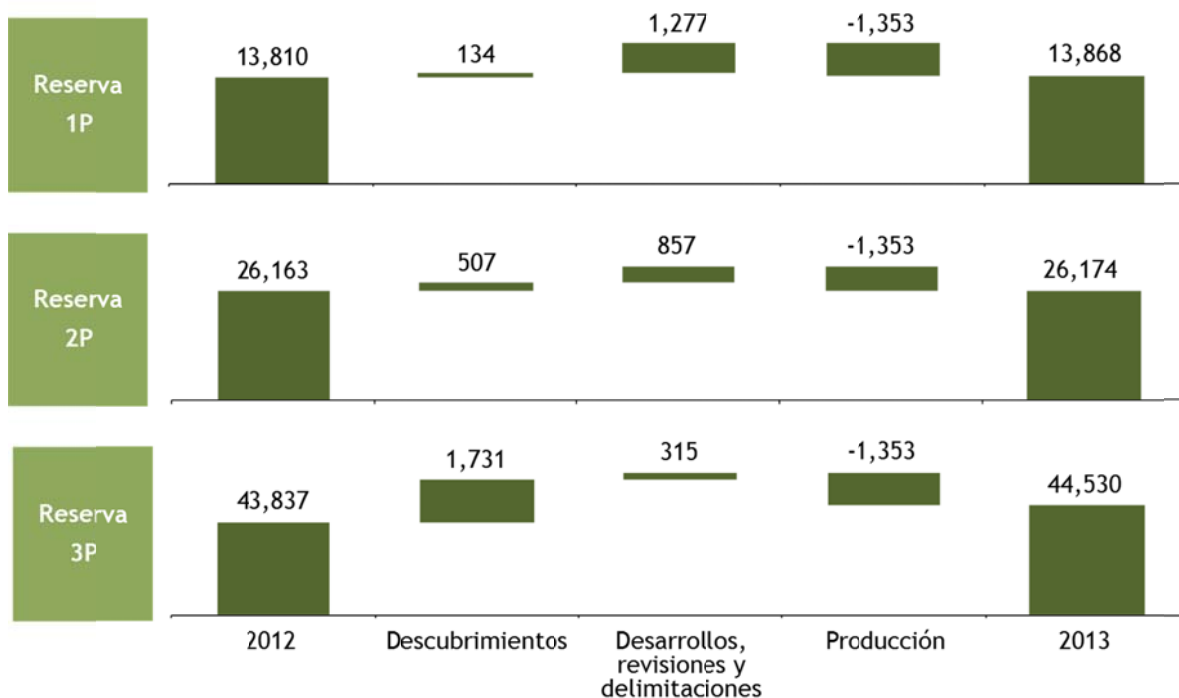


Cambio en las reservas 2012 - 2013

Al 1 de enero de 2013, la reserva probada observó un incremento de 58 MMbpce con respecto al año anterior. La reserva 2P se incrementó en 11 MMbpce y la reserva 3P aumentó 693 MMbpce.

La principal causa de estas variaciones fue el impacto de la producción de 1,353 MMbpce en 2012, la cual fue compensada por la restitución de reservas probadas por los conceptos de descubrimientos, desarrollos, revisiones y delimitaciones. Con esto, por segundo año consecutivo se logró compensar totalmente el impacto en las reservas probadas por efecto de la producción con lo cual se cumplió nuevamente la meta establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

Cambio en las reservas 2012 - 2013 (MMbpce)



Principales descubrimientos

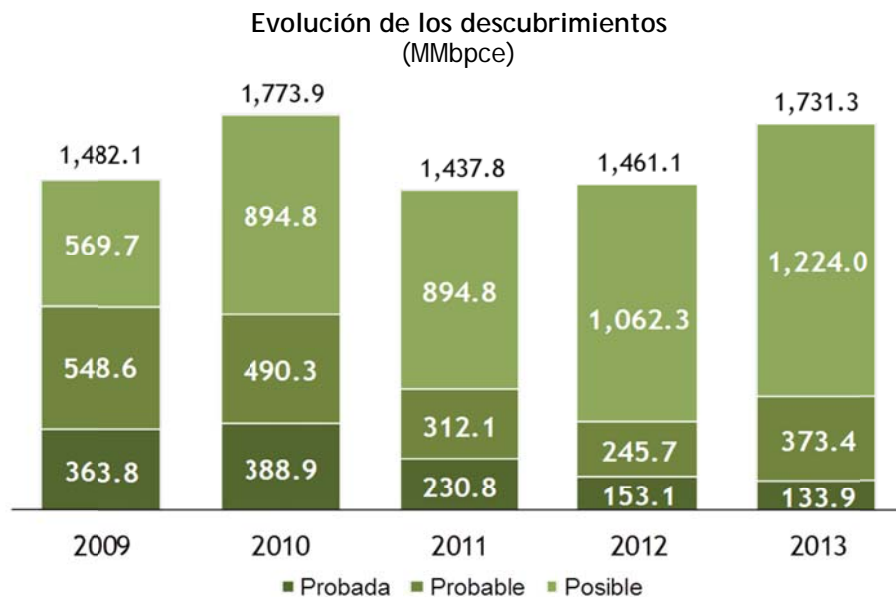
Descubrimientos 2007 - 2012

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 - 2012 se han descubierto 8,939 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 5,552 MMb de crudo y 16 billones 167 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Durante 2012, las actividades exploratorias permitieron incorporar 1,731 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 134 MMbpce son reservas probadas, 373 MMbpce reservas probables y 1,224 MMbpce son posibles.

Conviene mencionar que las actividades exploratorias durante el periodo 2007-2012 han permitido incorporar anualmente volúmenes sostenidos de reservas superiores a los 1000 MMbpce, lo que ha permitido cumplir con los compromisos de incorporación de reservas por actividad exploratoria.



Descubrimientos en 2012 por cuenca

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

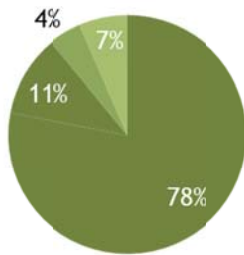
- Cuencas del Sureste concentra 104 MMbpce en reservas 1P y 599 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Veracruz alcanza 15 MMbpce en reservas 1P y 88 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Burgos contiene 6 MMbpce en reservas 1P y 13 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Sabinas contiene 9 MMbpce en reservas 1P y 71 MMbpce de reservas 3P; y
- Golfo de México Profundo contiene 960 MMbpce de reserva 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 así como fortalecer la actividad exploratoria en aguas profundas. 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. Los campos en aguas profundas de Trión, Supremus y Kunah incorporaron 960 MMbpce de reservas 3P.

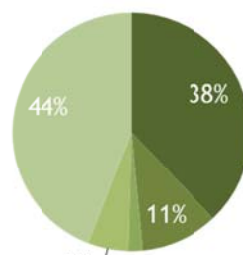
Durante 2012, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 65% del total de reservas 3P, es decir, 1,128 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 603 MMbpce equivalentes a 2,576 MMMpc.

Descubrimientos 2012
(MMbpce)

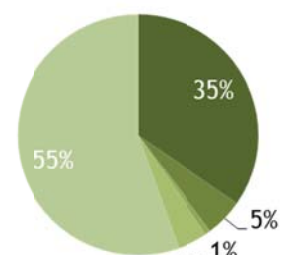
Reservas probadas
100% = 134



Reservas 2P
100% = 507



Reservas 3P
100% = 1,731



■ Sureste ■ Veracruz ■ Burgos
■ Sabinas ■ GM Prof

Principales descubrimientos marinos

Al 1 de enero de 2013, los descubrimientos marinos permitieron adicionar reservas probadas por 54 MMbpce, 45 MMb de aceite y 49 MMMpc de gas natural.

Con respecto a las reservas 3P incorporadas en aguas territoriales del Golfo de México, éstas ascendieron a 1,044 MMbpce que corresponde a 481 MMb de crudo y 2,650 MMMpc de gas natural. Los principales descubrimientos costa fuera se dieron con la perforación y terminación de los pozos Kunah-1, Supremus-1 y Trión-1.

Principales descubrimientos terrestres

Las actividades exploratorias en la porción terrestre dieron como resultado reservas probadas de 45 MMb de crudo y 158 MMMpc de gas natural, que equivalen a 80 MMbpce. En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 370 MMb de crudo y 1,409 MMMpc de gas natural, que representan 688 MMbpce.

Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste y se deben a la perforación y terminación de los pozos Navegante-1, Teotleco-101, Sunuapa-401 y Jolote-101. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos, Sabinas y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Arbolero-1, Habano-1, Master-1 y Bedel-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 2012 las revisiones tuvieron un efecto positivo. La reserva 3P se incrementó 510 MMbpce. Las razones principales se centran en los incrementos de reserva por mejor comportamiento de la producción de los campos que incrementaron su factor de recuperación final en las categorías de reserva probada, probable y posible y por nuevos proyectos de recuperación secundaria en las categorías de probable y posible. Las reservas probadas también tuvieron incremento por concepto de revisión en 301 MMbpce.

Desarrollos

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo. Al 1 de enero de 2013 la reserva 3P por concepto de desarrollo de campos disminuyó 196 MMbpce; mientras que las reservas 1P y 2P se incrementaron en 976 MMbpce y 361 MMbpce, respectivamente. Los campos que observaron mayores incrementos en su reserva probada por concepto de desarrollo de campos son Maloob, Sihil, Kuil y Aceite Terciario del Golfo.

Producción

En 2012 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 548 mil barriles de crudo y 6 mil 385 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción acumulada anual de 1,353 MMbpce.

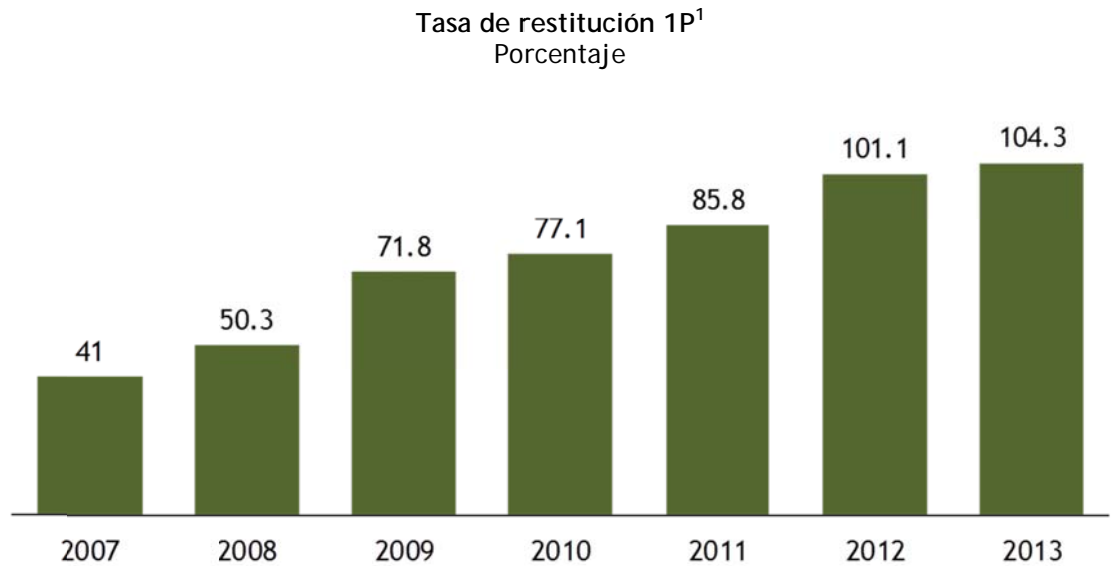
Tasa de restitución integrada de reservas probadas

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 concepto, la tasa de restitución integrada para la reserva probada en 2012 fue de 104%, la mayor desde la adopción de los lineamientos de la SEC.

Metas para la tasa de restitución de reservas probadas

Como ya se mencionó el alcanzar la tasa de restitución de reservas probadas en un valor superior al 100 por ciento, permite compensar cada barril producido en la reserva probada. Adicionalmente, es importante señalar que por segundo año consecutivo Pemex cumple con su compromiso de alcanzar una tasa de restitución de reservas probadas del 100 por ciento plasmado en su Plan de Negocios.

Evolución de la tasa de restitución de reservas probadas



1) Incluye: descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones

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 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2013 fueron certificadas satisfactoriamente por las compañías Netherland, Sewell International, DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company para las cuatro regiones productivas de PEP.

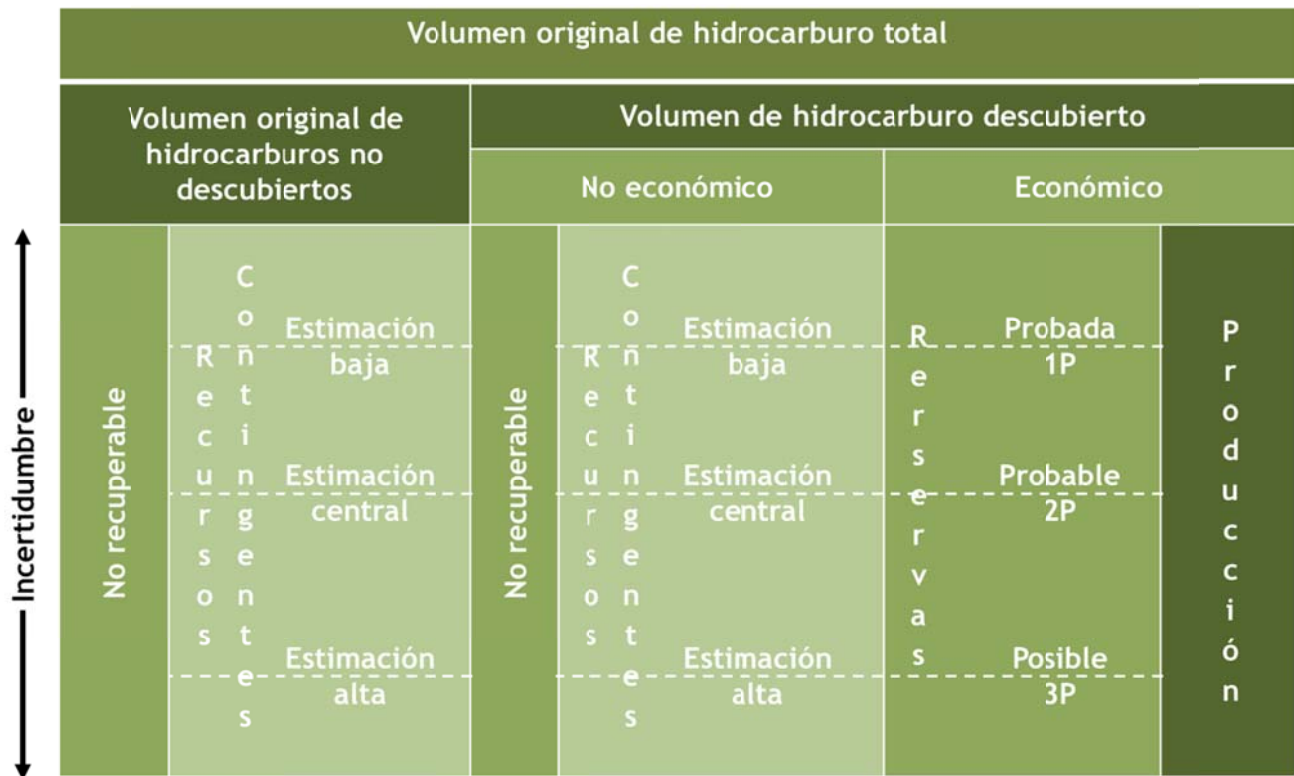
Criterios de definición

Los definición de los términos de volúmenes originales, recursos prospectivos, recursos contingentes y reservas se han establecido de acuerdo a diversas organizaciones gremiales, por ejemplo el Petroleum Resources Management System (PRMS), la Society of Petroleum Engineers (SPE), y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG); y comités como el World Petroleum Council (WPC). Adicionalmente, para la definición de reservas probadas PEMEX utiliza los nuevos criterios emitidos por la U.S. 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.

Definiciones básicas



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 el Petroleum Resources Management System (PRMS), 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.

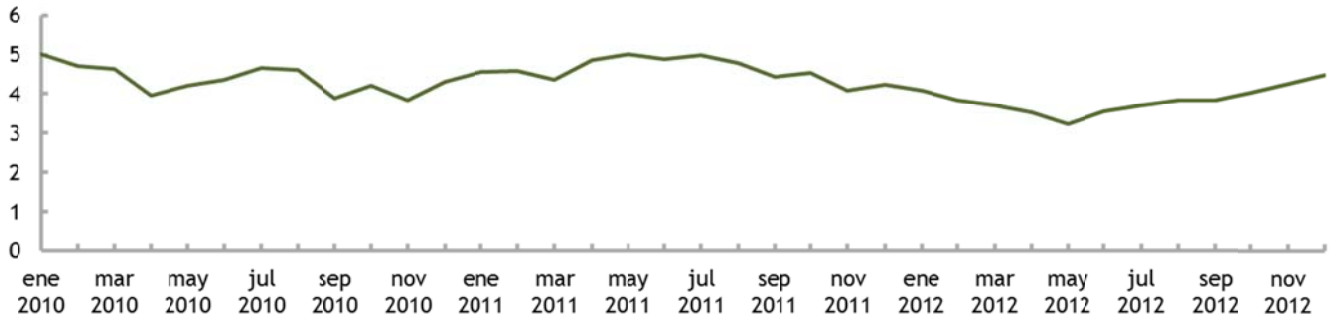
En cuanto a las reservas posibles, son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

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 2012								
Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		89.7	207.4	187.6	1,510.3	850.9	4,059.3	1,731.3
Burgos		0.0	27.9	0.0	45.7	0.0	60.2	12.8
Forcado	Forcado-1	0.0	3.6	0.0	9.7	0.0	15.0	3.2
Mandarín	Mandarín-1	0.0	6.9	0.0	10.6	0.0	12.2	2.4
Organdí	Organdí-1	0.0	7.1	0.0	10.5	0.0	15.7	3.4
Paje	Paje-1	0.0	7.7	0.0	10.3	0.0	12.8	2.9
Tepozán	Tepozán-1	0.0	2.5	0.0	4.5	0.0	4.5	1.0
Golfo de México Profundo		0.0	0.0	0.0	1,059.0	411.8	2,572.5	959.7
Supremus	Supremus-1	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	375.4	98.0
Trión	Trión-1	0.0	0.0	0.0	0.0	395.0	404.0	482.4
Kunah	Kunah-1	0.0	0.0	0.0	1,059.0	0.0	1,793.0	379.4
Sabinas		0.0	45.3	0.0	141.9	0.0	362.7	70.8
Anáhuac	Arbolero-1	0.0	13.3	0.0	66.7	0.0	203.3	35.8
Cougar	Percutor-1	0.0	1.2	0.0	1.2	0.0	1.2	0.2
Habano	Habano-1	0.0	6.8	0.0	34.1	0.0	102.3	24.2
Master	Master-1	0.0	24.0	0.0	39.9	0.0	56.0	10.5
Sureste		76.1	127.6	138.5	239.5	358.4	1,024.0	599.5
Edén-Jolote	Jolote-101	10.8	17.4	16.8	27.1	23.9	38.7	33.6
Ixtoc	Ixtoc-22	45.1	49.0	69.5	77.6	69.5	77.6	84.0
Navegante	Navegante-1	4.2	11.9	16.2	45.5	183.0	512.5	304.9
Sunuapa	Sunuapa-401	11.0	14.9	28.0	35.0	28.0	35.0	36.6
Teotleco	Teotleco-101	5.0	34.3	8.0	54.4	54.0	360.3	140.4
Veracruz		13.6	6.7	49.1	24.3	80.7	39.9	88.4
Bedel	Bedel-1	13.6	6.7	49.1	24.3	80.7	39.9	88.4

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo MMb	Gas natural MMMpc	Petróleo crudo equivalente		Gas natural MMMpc
			Crudo MMb	Gas natural MMMpc	
Totales (3P)	263,322	328,937	44,530	30,817	63,229
Probadas	160,425	231,771	13,868	10,073	17,075
Probables	52,047	39,962	12,306	8,457	17,827
2P	212,472	271,733	26,174	18,530	34,902
Posibles	50,850	57,204	18,356	12,286	28,327

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								
	2010		2011		2012		Acumulada al 1 de enero de 2013	
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc
	940.2	2,562.3	930.8	2,406.8	932.5	2,336.8	40,627.1	71,592.0
Marina Noreste	510.0	578.0	490.1	513.0	479.2	488.2	17,943.1	9,513.1
Cantarell	203.7	456.9	182.7	392.3	166.2	367.5	14,062.2	7,694.6
Ku-Maloob-Zaap	306.3	121.1	307.4	120.8	313.0	120.7	3,880.9	1,818.5
Marina Suroeste	198.7	427.7	204.6	441.0	214.3	460.9	6,459.5	8,435.1
Abkatún-Pol-Chuc	108.1	216.9	100.8	204.0	97.5	191.6	5,635.6	6,545.5
Litoral de Tabasco	90.6	210.8	103.8	237.0	116.8	269.2	823.9	1,889.6
Norte	37.4	912.4	42.4	835.1	53.1	782.9	5,813.2	23,992.8
Aceite Terciario del Golfo	15.0	31.1	19.3	40.8	25.1	54.5	230.0	424.3
Burgos	0.0	539.6	0.0	490.6	1.7	464.5	35.5	12,593.2
Poza Rica-Altamira	20.6	42.8	22.0	42.0	24.8	43.9	5,465.8	7,550.3
Veracruz	1.8	298.9	1.2	261.6	1.5	220.0	81.9	3,424.9
Sur	194.1	644.1	193.7	617.7	186.0	604.8	10,411.3	29,651.1
Bellota-Jujo	58.5	111.7	52.3	105.2	47.7	108.8	3,142.2	4,860.4
Cinco Presidentes	26.2	38.3	30.5	42.7	35.1	42.6	1,849.7	2,263.4
Macuspana-Muspac	30.1	211.7	29.6	208.6	28.1	198.7	1,827.9	15,753.7
Samaría-Luna	79.4	282.5	81.3	261.2	75.1	254.7	3,591.5	6,773.5

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 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	263,322.1	328,936.9	44,530.0	30,816.5	63,229.4
Marina Noreste	77,848.8	28,178.5	12,490.5	11,540.5	4,436.2
Marina Suroeste	29,327.9	48,104.4	7,337.8	4,036.0	16,001.9
Norte	115,777.5	125,428.8	19,013.7	11,753.9	33,748.4
Sur	40,367.9	127,225.2	5,688.1	3,486.1	9,042.9
Probadas	160,424.6	231,771.2	13,868.3	10,073.2	17,075.4
Marina Noreste	62,941.7	25,621.5	6,163.9	5,539.2	2,823.9
Marina Suroeste	19,401.6	26,021.3	2,165.3	1,309.6	4,168.8
Norte	42,661.5	73,995.9	1,688.5	934.5	3,752.9
Sur	35,419.8	106,132.6	3,850.6	2,290.0	6,329.8
Probables	52,047.4	39,961.9	12,305.9	8,456.9	17,826.8
Marina Noreste	6,064.2	1,107.4	3,189.4	2,984.7	958.4
Marina Suroeste	4,018.8	7,956.2	2,107.2	1,234.4	4,250.6
Norte	39,213.2	27,247.5	6,092.6	3,630.0	11,351.8
Sur	2,751.2	3,650.8	916.7	607.8	1,266.0
2P	212,472.0	271,733.2	26,174.2	18,530.1	34,902.3
Marina Noreste	69,005.9	26,728.9	9,353.3	8,523.9	3,782.3
Marina Suroeste	23,420.4	33,977.5	4,272.6	2,543.9	8,419.4
Norte	81,874.6	101,243.4	7,781.1	4,564.5	15,104.7
Sur	38,171.0	109,783.4	4,767.2	2,897.8	7,595.9
Posibles	50,850.1	57,203.7	18,355.8	12,286.5	28,327.1
Marina Noreste	8,842.9	1,449.6	3,137.2	3,016.7	653.9
Marina Suroeste	5,907.4	14,126.9	3,065.2	1,492.1	7,582.5
Norte	33,902.8	24,185.5	11,232.6	7,189.4	18,643.7
Sur	2,196.9	17,441.8	920.8	588.3	1,447.0

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 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	77,848.8	28,178.5	12,490.5	11,540.5	4,436.2
Cantarell	38,801.3	18,285.3	5,537.6	5,042.4	2,192.6
Ku-Maloob-Zaap	39,047.6	9,893.2	6,952.9	6,498.1	2,243.6
Probadas	62,941.7	25,621.5	6,163.9	5,539.2	2,823.9
Cantarell	37,505.9	17,651.9	2,355.4	2,053.2	1,327.3
Ku-Maloob-Zaap	25,435.8	7,969.6	3,808.5	3,486.0	1,496.5
Probables	6,064.2	1,107.4	3,189.4	2,984.7	958.4
Cantarell	747.5	330.7	1,619.5	1,499.4	539.1
Ku-Maloob-Zaap	5,316.7	776.7	1,569.9	1,485.3	419.4
2P	69,005.9	26,728.9	9,353.3	8,523.9	3,782.3
Cantarell	38,253.4	17,982.6	3,974.9	3,552.6	1,866.4
Ku-Maloob-Zaap	30,752.5	8,746.3	5,378.4	4,971.3	1,915.9
Posibles	8,842.9	1,449.6	3,137.2	3,016.7	653.9
Cantarell	547.8	302.7	1,562.7	1,489.8	326.2
Ku-Maloob-Zaap	8,295.1	1,146.9	1,574.5	1,526.9	327.7

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 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Total	29,327.9	48,104.4	7,337.8	4,036.0	16,001.9
Abkatún-Pol-Chuc	17,565.6	17,161.1	1,622.3	1,240.0	2,018.4
Litoral de Tabasco	11,762.3	30,943.4	5,715.4	2,796.0	13,983.5
Probadas	19,401.6	26,021.3	2,165.3	1,309.6	4,168.8
Abkatún-Pol-Chuc	14,757.9	15,447.1	700.0	506.2	1,024.1
Litoral de Tabasco	4,643.7	10,574.2	1,465.4	803.3	3,144.7
Probables	4,018.8	7,956.2	2,107.2	1,234.4	4,250.6
Abkatún-Pol-Chuc	1,531.5	1,369.4	725.9	554.7	898.8
Litoral de Tabasco	2,487.4	6,586.7	1,381.3	679.7	3,351.7
2P	23,420.4	33,977.5	4,272.6	2,543.9	8,419.4
Abkatún-Pol-Chuc	16,289.4	16,816.5	1,425.9	1,060.9	1,922.9
Litoral de Tabasco	7,131.1	17,160.9	2,846.6	1,483.0	6,496.5
Posibles	5,907.4	14,126.9	3,065.2	1,492.1	7,582.5
Abkatún-Pol-Chuc	1,276.2	344.5	196.4	179.1	95.5
Litoral de Tabasco	4,631.2	13,782.4	2,868.8	1,313.0	7,487.0

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 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	115,777.5	125,428.8	19,013.7	11,753.9	33,748.4
Aceite Terciario del Golfo	81,492.4	39,755.8	16,753.5	10,714.6	27,636.4
Burgos	437.1	24,217.4	778.1	8.4	3,793.0
Poza Rica-Altamira	32,646.0	55,361.6	1,215.2	919.6	1,509.4
Veracruz	1,201.9	6,094.0	266.9	111.3	809.6
Probadas	42,661.5	73,995.9	1,688.5	934.5	3,752.9
Aceite Terciario del Golfo	13,488.0	6,838.9	837.3	636.8	945.0
Burgos	397.0	19,202.6	382.2	4.7	1,855.4
Poza Rica-Altamira	27,574.7	41,874.5	326.4	258.7	385.4
Veracruz	1,201.8	6,079.8	142.7	34.2	567.0
Probables	39,213.2	27,247.5	6,092.6	3,630.0	11,351.8
Aceite Terciario del Golfo	38,103.3	19,165.1	5,696.6	3,467.3	10,167.3
Burgos	11.5	2,180.3	182.3	2.0	883.5
Poza Rica-Altamira	1,098.3	5,901.3	150.6	118.8	192.2
Veracruz	0.1	0.8	63.0	42.0	108.9
2P	81,874.6	101,243.4	7,781.1	4,564.5	15,104.7
Aceite Terciario del Golfo	51,591.2	26,004.1	6,533.8	4,104.1	11,112.3
Burgos	408.5	21,382.9	564.5	6.7	2,738.9
Poza Rica-Altamira	28,673.0	47,775.8	477.0	377.5	577.6
Veracruz	1,201.9	6,080.6	205.7	76.2	675.9
Posibles	33,902.8	24,185.5	11,232.6	7,189.4	18,643.7
Aceite Terciario del Golfo	29,901.2	13,751.8	10,219.6	6,610.4	16,524.1
Burgos	28.6	2,834.4	213.6	1.7	1,054.1
Poza Rica-Altamira	3,973.0	7,585.9	738.2	542.2	931.8
Veracruz	0.0	13.4	61.2	35.1	133.8

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 2013					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	40,367.9	127,225.2	5,688.1	3,486.1	9,042.9
Bellota-Jujo	13,542.8	19,058.7	1,884.9	1,298.7	2,344.9
Cinco Presidentes	7,174.1	56,137.7	426.0	333.4	468.4
Macuspana-Muspa	6,198.5	30,483.2	834.0	290.7	2,344.7
Samaria-Luna	13,452.6	21,545.7	2,543.1	1,563.3	3,884.9
Probadas	35,419.8	106,132.6	3,850.6	2,290.0	6,329.8
Bellota-Jujo	11,514.3	16,511.8	1,308.7	876.6	1,723.5
Cinco Presidentes	6,969.6	42,879.8	267.2	208.0	282.4
Macuspana-Muspa	5,637.5	28,192.8	476.7	142.2	1,427.8
Samaria-Luna	11,298.4	18,548.2	1,798.0	1,063.2	2,896.1
Probables	2,751.2	3,650.8	916.7	607.8	1,266.0
Bellota-Jujo	1,765.9	2,126.7	423.5	313.5	440.4
Cinco Presidentes	100.1	152.7	65.2	51.5	64.4
Macuspana-Muspa	290.2	1,026.6	136.6	62.2	336.0
Samaria-Luna	595.0	344.8	291.4	180.6	425.2
2P	38,171.0	109,783.4	4,767.2	2,897.8	7,595.9
Bellota-Jujo	13,280.2	18,638.5	1,732.2	1,190.2	2,164.0
Cinco Presidentes	7,069.7	43,032.5	332.3	259.4	346.8
Macuspana-Muspa	5,927.7	29,219.4	613.3	204.4	1,763.9
Samaria-Luna	11,893.4	18,892.9	2,089.4	1,243.8	3,321.3
Posibles	2,196.9	17,441.8	920.8	588.3	1,447.0
Bellota-Jujo	262.6	420.1	152.7	108.5	180.9
Cinco Presidentes	104.3	13,105.2	93.7	74.0	121.6
Macuspana-Muspa	270.8	1,263.7	220.7	86.3	580.9
Samaria-Luna	1,559.2	2,652.7	453.7	319.5	563.6

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

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

Rolando Galindo Galvez

Carmina Moreno

Arturo Limón

Cristina Arista

rolando.galindo@pemex.com

carmina.moreno@pemex.com

arturo.limon@pemex.com

delia.cristina.arista@pemex.com

Ana Lourdes Benavides

Cristina Pérez

Alejandro López

ana.lourdes.benavides@pemex.com

cristina.perez@pemex.com

alejandro.lopezm@pemex.com

Variaciones

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

Redondeo

Como consecuencia del redondeo de cifras, puede darse el caso de que algunos totales no coincidan exactamente con la suma de las cifras presentadas.

Información financiera

Excluyendo información presupuestal y volumétrica, la información financiera incluida en este reporte y sus respectivos anexos está basada en los estados financieros consolidados inauditados preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que PEMEX adopta a partir del 1 de enero de 2012. La información relevante a periodos anteriores ha sido ajustada en ciertas partidas con el fin de hacerla comparable con la información financiera consolidada inaudita bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 20 a los estados financieros consolidados incluidos en la forma 20-F registrada ante la SEC el 30 de abril de 2012. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el CINIF. La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro [34] de los respectivos anexos al reporte. La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

Conversiones cambiarias

Para fines de referencia, las conversiones cambiarias de pesos a dólares de los E.U.A. se han realizado al tipo de cambio prevaleciente al 31 de diciembre de 2012 de Ps. 13.0101= US\$ 1.00. Estas conversiones no implican que las cantidades en pesos se han convertido o puedan convertirse en dólares de los E.U.A. al tipo de cambio utilizado.

Régimen fiscal

A partir del 1 de enero de 2006, el esquema de contribuciones de Pemex-Exploración y Producción (PEP) quedó establecido en la Ley Federal de Derechos. El del resto de los Organismos Subsidiarios continúa establecido en la Ley de Ingresos de la Federación. El derecho principal en el régimen fiscal actual de PEP es el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSD), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSD, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diesel de uso automotriz se establece en la Ley de Ingresos de la Federación del ejercicio correspondiente. Si el precio al público es mayor que el precio productor, el IEPS lo paga el consumidor final de gasolinas y diesel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a PEMEX, quien es un intermediario entre la SHCP y el consumidor final. La diferencia entre el precio al público, o precio final, y el precio productor de gasolinas y diesel es, principalmente, el IEPS. El precio al público, o precio final, de gasolinas y diesel lo establece la SHCP. El precio productor de gasolinas y diesel de PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. Desde 2006, si el precio final es menor al precio productor, la SHCP acredita a PEMEX la diferencia entre ambos. El monto de acreditación del IEPS se presenta en devengado, mientras que la información generalmente presentada por la SHCP es en flujo.

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 2011, 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.

Licitaciones

Entre el 1 de abril y 31 de diciembre de 2012 no hubo fallos cuyo monto de asignación fuera mayor a Ps. 100.0 miles de millones. Para información adicional consultar www.compranet.gob.mx.

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 exploración y producción;
 - 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 EUA (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

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.