

Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

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 2014

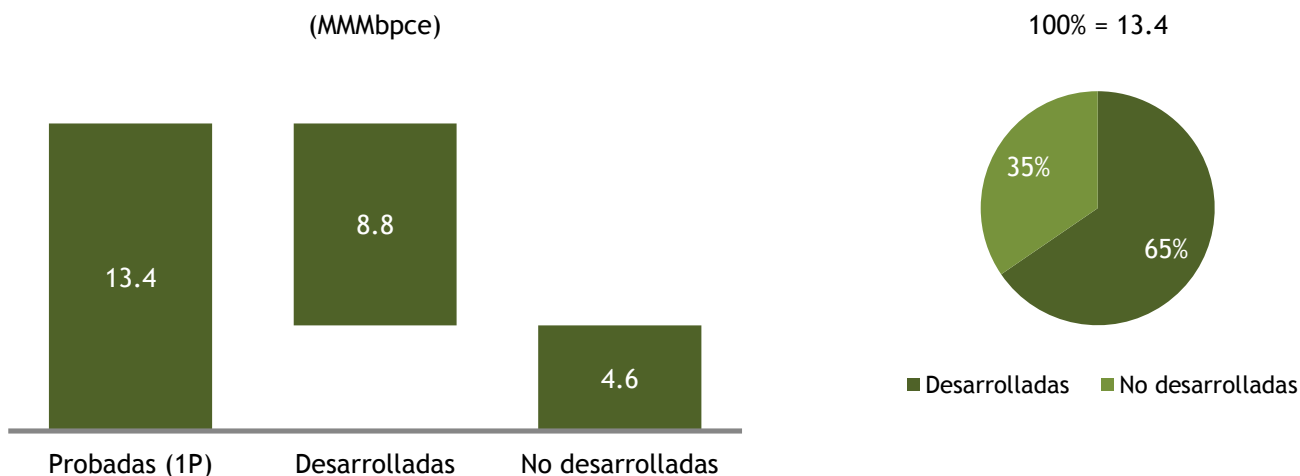
Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,438 millones barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 73% corresponde a crudo; 9% a condensados y líquidos de planta y el 18% a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, 8,795 MMbpce, o 65%, 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 Ku-Maloob-Zaap, Cantarell y Antonio J. Bermúdez y en los campos Jujo-Tecominoacán, Tsimín, May, Ixtal, Kuil, Costero, Ixtoc y Caparoso-Pijije-Escuintle.

El 70% de las reservas probadas de crudo se ubican en regiones marinas, en tanto que el 30% restante en campos terrestres. Por otra parte, el 56% de las reservas probadas de gas natural se ubica en campos terrestres y 44% en campos marinos.

Las reservas probadas no desarrolladas, es decir, los volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, ascienden a 4,644 MMbpce, o 35% de las reservas probadas. El 53% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap, y Antonio J. Bermúdez y en los campos Ayatsil, Tsimín, Jujo-Tecominoacán, Kayab, Pit, y Xux.

Reservas probadas al 1 de enero de 2014

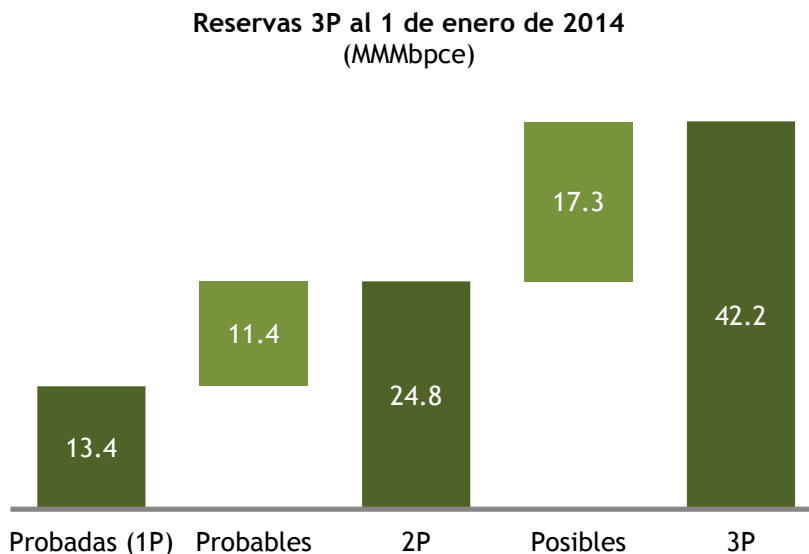


Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2014

Las reservas probables alcanzan 11,377 MMbpce. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 24,816 MMbpce. El 48% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, las regiones marinas concentran el 42% de estas reservas, donde destacan los campos Akal, Balam, Tsimin, Zaap, Ayatsil y Kunah.

Las reservas posibles alcanzaron 17,343 MMbpce que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 42,158 MMbpce. El 52% de la reserva posible se localiza en Chicontepec, mientras que 34% se concentran en las regiones marinas.

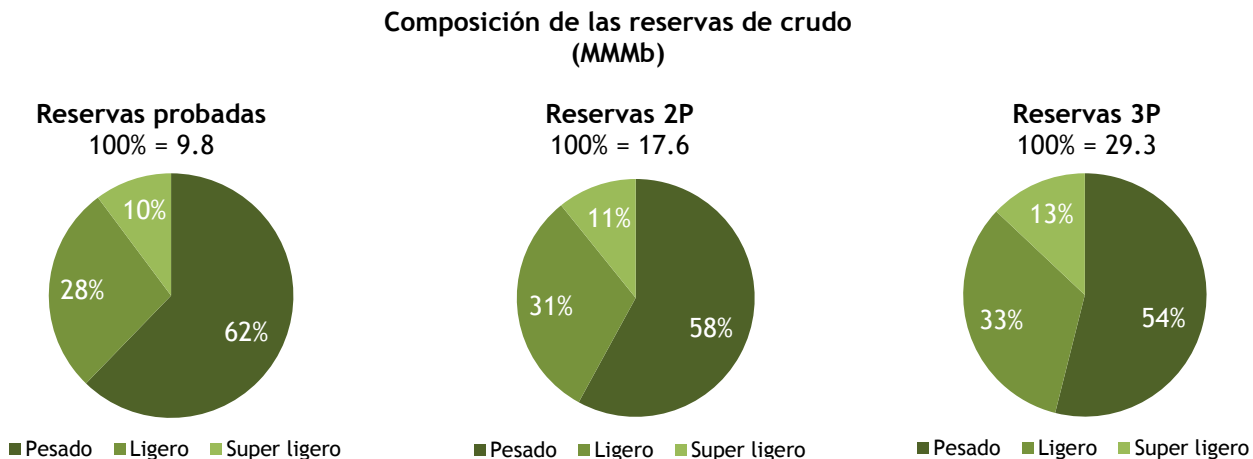
Las reservas 3P están conformadas de 70% de crudo, 9% de condensados y líquidos de planta, y 21% de gas seco equivalente a líquido.



Reservas de crudo

Al 1 de enero de 2014 las reservas probadas de crudo se sitúan en 9,812 millones de barriles (MMb), de los que 62% equivalen a crudo pesado, 28% a crudo ligero y 10% a crudo superligero.

Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 29,328 MMb, correspondiendo 54% a crudo pesado, 33% a crudo ligero y 13% a crudo superligero.



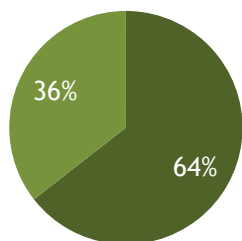
Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 16,549 miles de 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 59,665 MMMpc, de los que 70% corresponden a gas asociado y 30% a gas no asociado. El activo Litoral de Tabasco concentra 59% de las reservas 3P de gas no asociado.

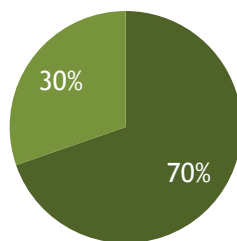
Composición de las reservas de gas natural (MMMpc)

Reservas probadas
100% = 16.5



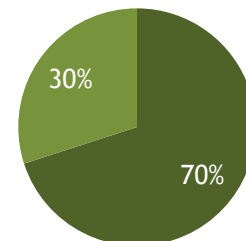
■ Asociado ■ No asociado

Reservas 2P
100% = 33.3



■ Asociado ■ No asociado

Reservas 3P
100% = 59.7



■ Asociado ■ No asociado

Reservas marinas y terrestres

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 70%, se localizan en campos marinos; el 30% restante se ubica en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 56% se ubica en campos terrestres y 44% en campos marinos.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 54% es de campos marinos y el 46% de campos terrestres, mientras que 65% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 35% en regiones marinas.

Distribución geográfica de las reservas

Cuencas productoras



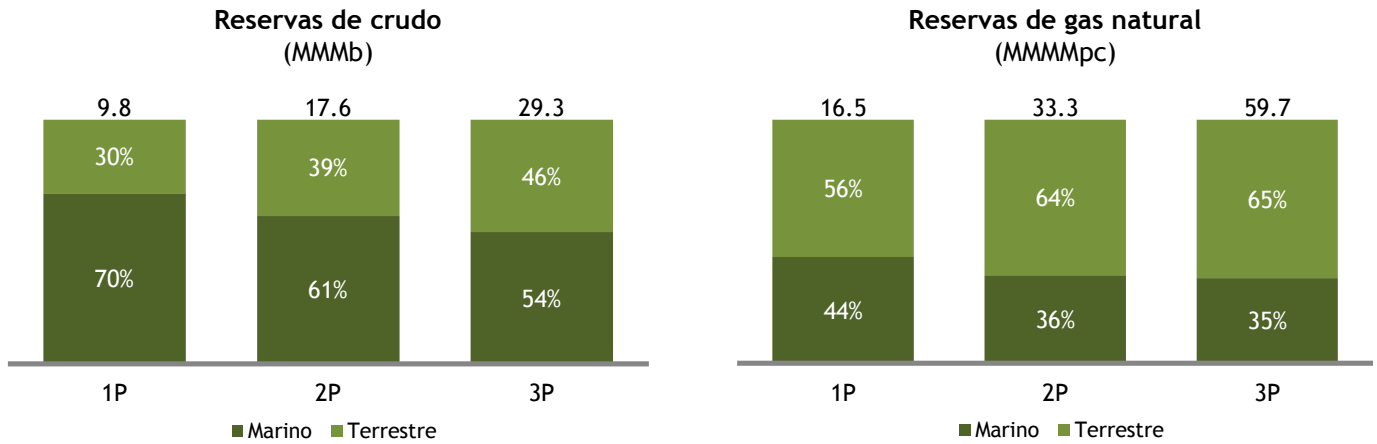
PEMEX cuenta con un gran potencial en reservas de hidrocarburos convencionales

MMMbpce (Miles de millones de barriles petróleo crudo equivalente)

Cuenca	Prod Acum.	Reservas			Recursos Prospectivos	
		1P (90%)	2P (50%)	3P (10%)	Conv.	No Conv.
Sureste	46.5	11.8	17.0	23.4	16.8	
Tampico Misantla	6.5	1.1	6.6	15.7	2.4	34.8
Burgos	2.4	0.3	0.5	0.7	3.0	10.8
Veracruz	0.8	0.2	0.2	0.3	1.4	0.6
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1	0.4	14.0
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.4	1.9	27.1	
Plataforma Yucatán					1.5	
Total	56.2	13.4	24.8	42.2	52.6	60.2

Proyectos de desarrollo y explotación

Proyectos exploratorios



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 2014 entre la producción de 2013, es de 31.6 años para la reserva 3P, 18.6 años para la reserva 2P y 10.1 años para la reserva probada.

Las relaciones reserva-producción 2P y 3P disminuyeron 4% con respecto al año anterior. Asimismo, la relación reserva-producción 1P presentó una reducción de 2% con respecto al año anterior.

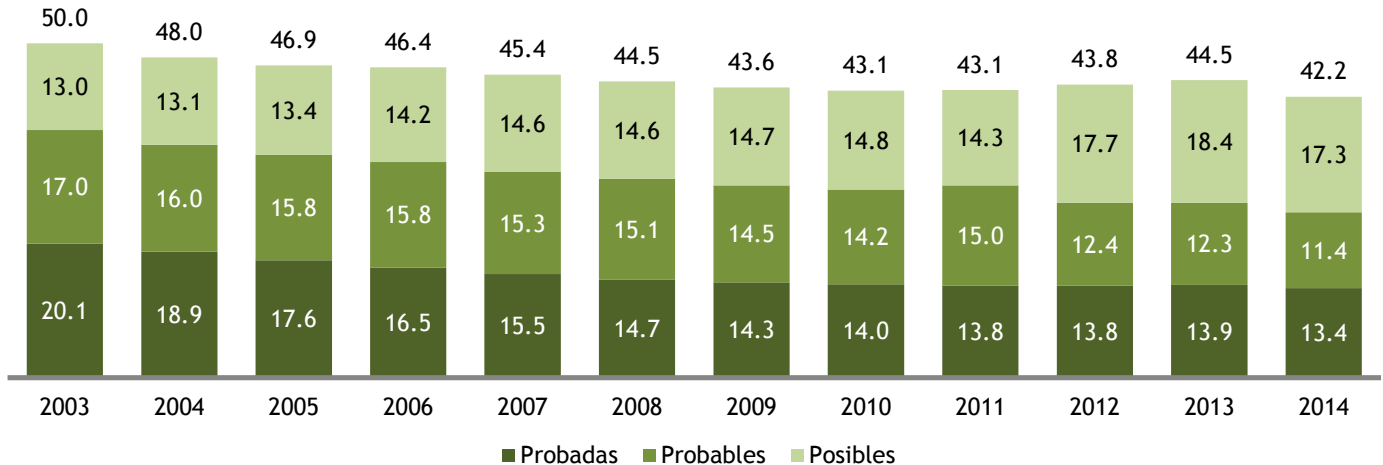
Relación reserva-producción



Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2014, las reservas 3P disminuyeron de 44,530 MMbpce, al 1 de enero del 2013, a 42,158 MMbpce. Lo anterior fue resultado de la actividad productiva durante el año así como a resultados no favorables de pruebas piloto de inyección de agua, como método de recuperación secundaria, en cuatro campos del activo Aceite Terciario del Golfo (ATG), lo que dio lugar a un ajuste en las reservas posibles. PEMEX continuará realizando pruebas tecnológicas enfocadas a incrementar el factor de recuperación en el ATG cuyo potencial sigue siendo uno de los importantes en el país.

Evolución de las reservas (MMMbpce)



Evolución de las reservas de crudo

Del 1 de enero de 2013 al 1 de enero de 2014, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 1,489 millones de barriles, principalmente por efecto de la actividad productiva por 921 millones de barriles de crudo, así como por los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua como método de recuperación secundaria en campos del ATG

Las reservas probadas de crudo disminuyeron 261 millones de barriles debido a la actividad productiva de 921 millones de barriles observada del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014, lo que implicó una restitución de 72% de la producción de crudo del año.

Las reservas probables disminuyeron 657 millones de barriles por la reclasificación de reserva probable a probada, originada principalmente por los campos Maloob, Ek y Kayab, así como por la reclasificación de reservas probables a posibles, principalmente en los campos Miahupán y Remolino.

Las reservas posibles disminuyeron 571 millones de barriles por efecto de los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos del ATG.

Evolución de las reservas de gas natural

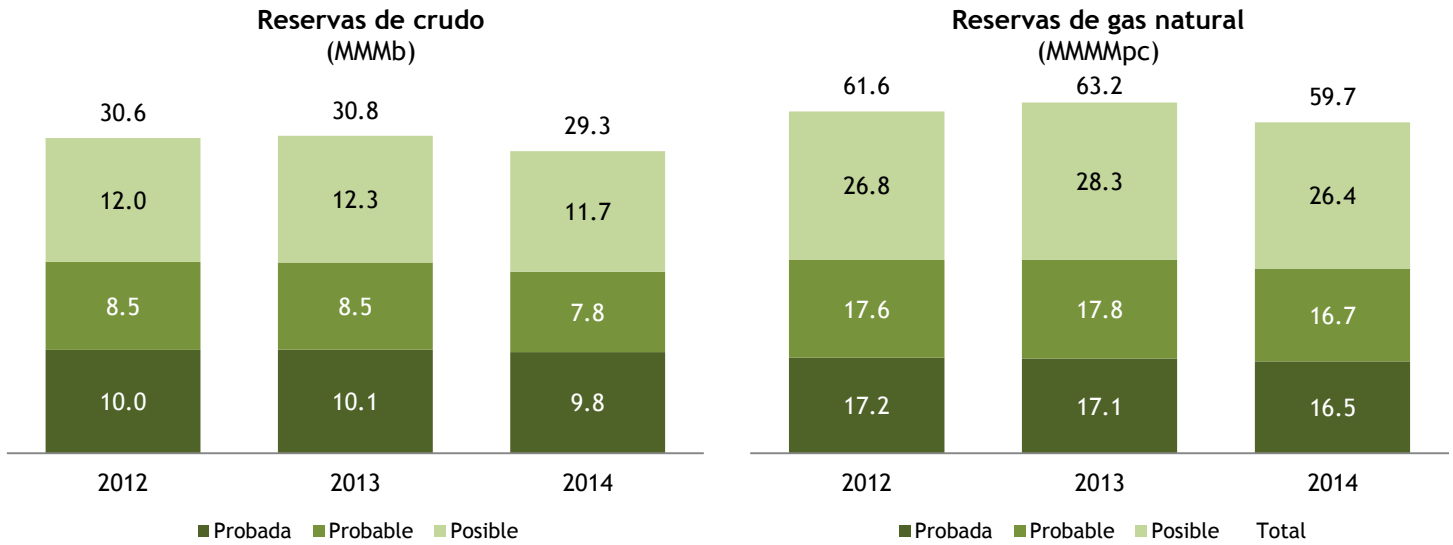
Del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 las reservas 3P de gas natural disminuyeron en 3,565 miles de millones de pies cúbicos, debido a la actividad productiva del año por 2,325 miles de millones de pies cúbicos, así como por la delimitación del campo Xux.

En cuanto a las reservas probadas de gas natural disminuyeron 527 miles de millones de pies cúbicos debido principalmente a la actividad productiva del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 de 2,325 miles de millones de pies cúbicos.

Para el caso de las reservas probables disminuyen 1,111 miles de millones de pies cúbicos, ocasionado por la reclasificación de reservas probables a posibles en los campos Abkatún, Miahupán, Miquetla y Remolino, así como por la revisión en el comportamiento presión-producción del campo Tsimin.

Las reservas posibles también disminuyen en 1,926 miles de millones de pies cúbicos por la delimitación del campo Xux y por los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos del ATG.

Evolución de las reservas de crudo y gas natural

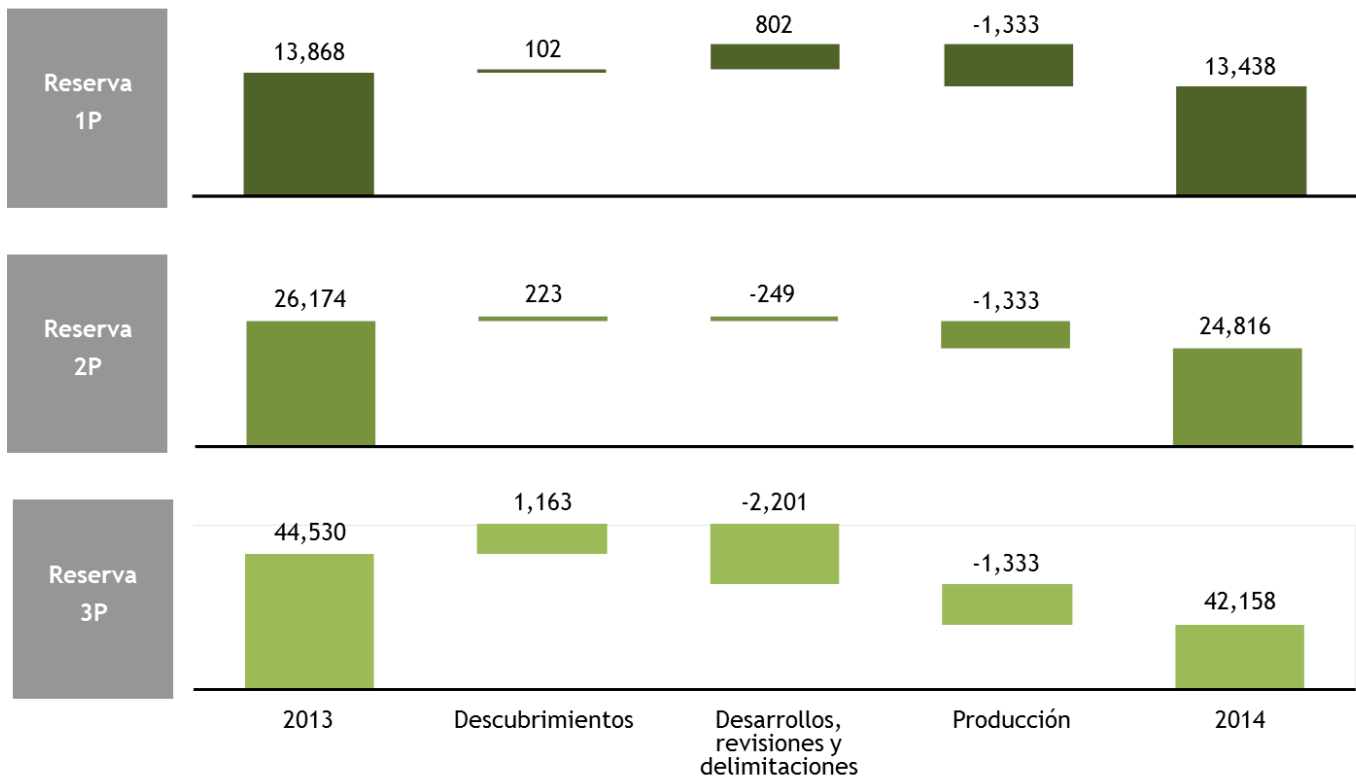


Cambio en las reservas 2013 - 2014

Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente disminuyeron 430 MMbpce con respecto al año anterior. La reservas 2P y 3P disminuyeron 1,359 MMbpce y 2,372 MMbpce, respectivamente.

La principal causa de estas variaciones fue el impacto de la actividad productiva del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 que fue de 1,333 MMbpce, la cual no alcanzó a ser compensada por las actividades exploratorias, desarrollos, revisiones y delimitaciones. Asimismo, los resultados no favorables de las pruebas piloto de recuperación secundaria en el ATG dieron lugar a un ajuste adicional en las reservas posibles.

Cambio en las reservas 2013 - 2014
(MMbpce)



Principales descubrimientos

Descubrimientos 1 enero de 2009 al 1 de enero de 2014

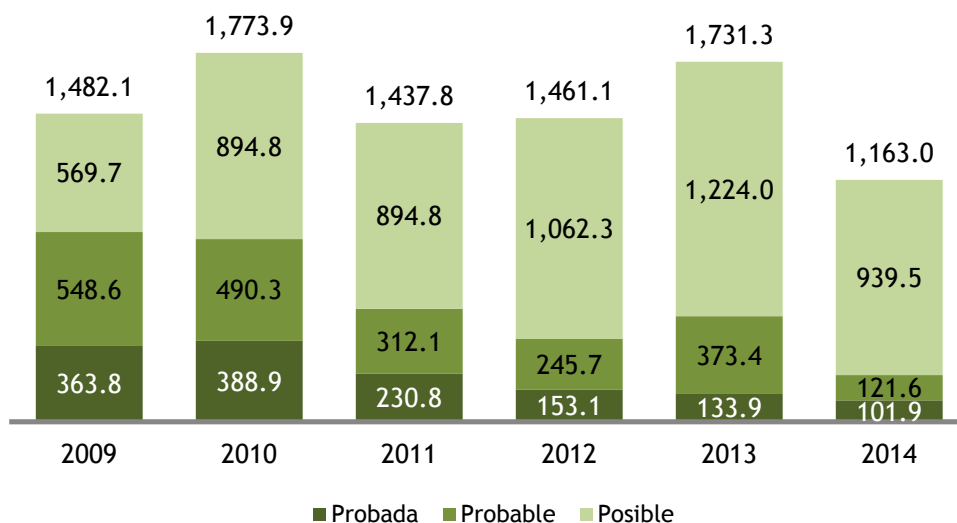
Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En el periodo del 1 enero de 2009 al 1 de enero de 2014 se han descubierto 9,049 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 5,554 MMB de crudo y 16,610 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De 1 enero de 2013 al 1 de enero de 2014, las actividades exploratorias permitieron incorporar 1,163 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 102 MMbpce son reservas probadas, 122 MMbpce reservas probables y 940 MMbpce son posibles.

Así, para el periodo del 1 enero de 2009 al 1 de enero de 2014, a través de actividades exploratorias, se han incorporado anualmente volúmenes sostenidos de reservas superiores a 1,000 MMbpce.

Evolución de los descubrimientos (MMbpce)



Descubrimientos al 1 de enero de 2014 por cuenca

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

- Cuencas del Sureste concentra 58 MMbpce en reservas 1P y 358 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Veracruz alcanza 38 MMbpce en reservas 1P y 71 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Burgos contiene 5 MMbpce en reservas 1P y 60 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca del Golfo de México Profundo contiene 674 MMbpce en reservas 3P.

Los resultados señalan la estrategia exploratoria de PEMEX, 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.

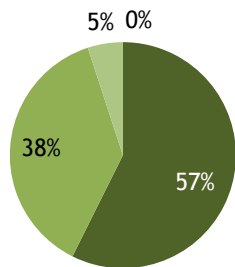
Las Cuencas del Sureste continúan aportando el mayor volumen de nuevas reservas, corroborando con ello el gran potencial petrolero en Aguas Territoriales del Golfo de México y costa dentro.

Los campos en aguas profundas, Maximino y Exploratus, incorporaron 674 MMbpce de reservas 3P.

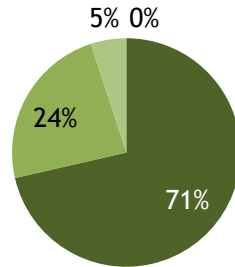
Del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 83% del total de reservas 3P, es decir, 962 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 201 MMbpce equivalentes a 926 MMMpc.

Descubrimientos al 1 de enero de 2014
(MMbpce)

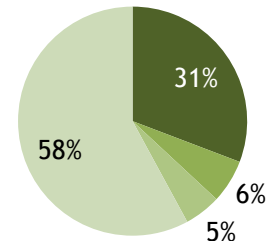
Reservas probadas
100% = 102



Reservas 2P
100% = 223



Reservas 3P
100% = 1,163



■ Sureste ■ Veracruz ■ Burgos ■ GM Prof

Principales descubrimientos marinos

Al 1 de enero de 2014, los descubrimientos marinos permitieron adicionar reservas probadas por 50 MMbpce, 44 MMb de aceite y 33 MMMpc de gas natural.

Los principales descubrimientos costa fuera se dieron con Maximino y Exploratus.

Maximino represento la incorporación más importante del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 con reservas totales por 439 MMbpce. Maximino se ubica en aguas profundas del Golfo de México Norte frente a la costa del estado de Tamaulipas en un tirante de agua de 2,919 metros. Con Maximino se continua confirmando el gran potencial de México en el Proyecto Área Perdido.

Exploratus fue otro descubrimiento realizado en aguas profundas del Golfo de México Norte, frente a las costas del estado de Tamaulipas, con un tirante de agua de 2,558 metros. El tipo de fluido descubierto fue aceite y representó una incorporación de reservas totales de 234 MMbpce.

Principales descubrimientos terrestres

Las actividades exploratorias en la porción terrestre dieron como resultado reservas probadas de 24 MMb de crudo y 127 MMMpc de gas natural, que equivalen a 52 MMbpce. En términos de reservas 3P, las reservas descubiertas ascendieron a 124 MMb de crudo y 541 MMMpc de gas natural, que representan 236 MMbpce.

Las reservas descubiertas se concentraron principalmente en las Cuencas del Sureste y se deben a la perforación y terminación de los pozos Ayocote-1, Calicanto-101, Tamarhú-1 y Siní-1. Mientras que en las cuencas gasíferas de Burgos, Sabinas y Veracruz los descubrimientos más sobresalientes se dieron mediante los pozos Anhérido-1, Chucla-1, Nuncio-1 y Eltreinta-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.

Del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014, a nivel total las revisiones tuvieron un efecto negativo. La reserva 3P disminuyó 1,575 MMbpce. Las razones principales se centran en los decrementos originados por la desincorporación de reservas probables y posibles, debido a estudios de actualización realizados en los campos. El principal decremento se tiene en la reserva posible de la Región Norte. Las reservas probadas presentan un incremento por concepto de revisión por 169 MMbpce, causado principalmente por un mejor comportamiento de los pozos productores.

Desarrollos

Los desarrollos son incrementos o reducciones de reservas como consecuencia de la perforación de pozos de desarrollo. Al 1 de enero de 2014 las reservas 1P y 3P por concepto de desarrollo de campos presentaron un incremento de 655 MMbpce y 33 MMbpce, respectivamente; mientras que la reserva 2P disminuyó en 123 MMbpce. Los campos que observaron mayores incrementos en su reserva probada por concepto de desarrollo de campos son Maloob, Kuil, Tsimin, Onel y Aceite Terciario del Golfo.

Producción

Del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 522 mil barriles de crudo y 6 mil 370 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción acumulada anual de 1,333 MMbpce.

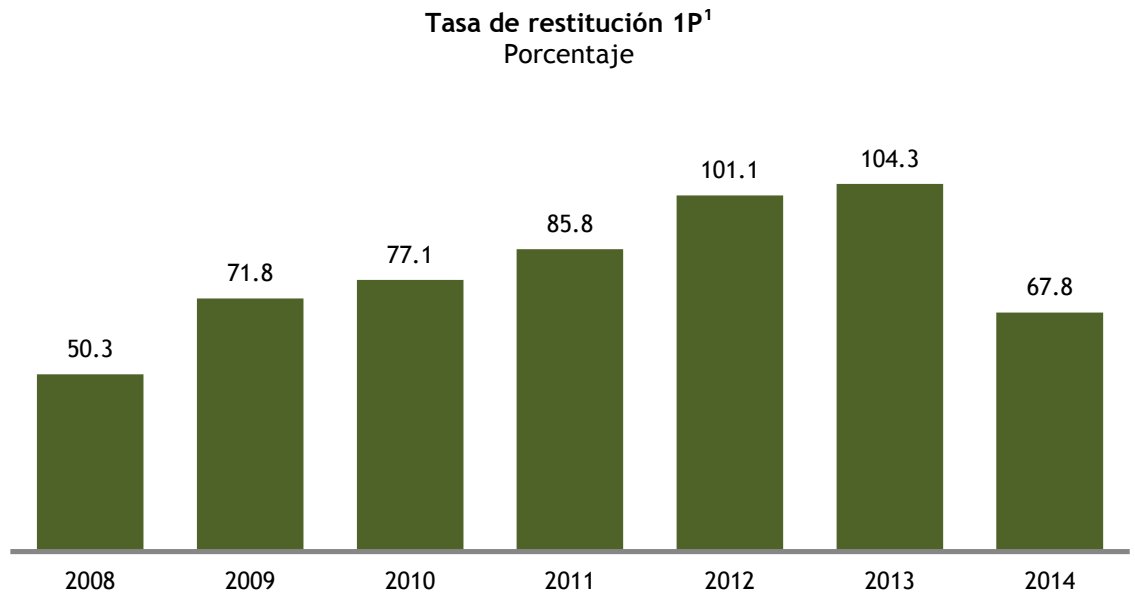
Tasa de restitución integrada de reservas probadas

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 del 1 de enero del 2013 al 1 de enero de 2014 fue de 67.8.

Metas para la tasa de restitución de reservas probadas

De acuerdo al Programa Operativo Trimestral I (POT- I) de 2015 se tiene estimado alcanzar una tasa de restitución de 80 por ciento al 1 de enero de 2015. Si consideramos el escenario base de la Cartera 2014 para los siguientes dos años se tendrán tasas de restitución de 90 y 99 por ciento al 1 de enero de 2016 y 2017, respectivamente, hasta alcanzar el 100 por ciento para el 1 de enero de 2018.

Evolución de la tasa de restitución de reservas probadas



1) Incluye descubrimientos, demimitaciones, 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 2014 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

La 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

Volumen original de hidrocarburo total								
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos		Volumen de hidrocarburo descubierto						
		No económico		Económico				
Incertidumbre ↑	No recuperable	Reserva No recuperable	Estimación baja	Reserva No recuperable	Estimación baja	Reservas Probadas 1P	Producción	
		Reserva No recuperable	Estimación central	Reserva No recuperable	Estimación central			Reservas Probables 2P
		Reserva No recuperable	Estimación alta	Reserva No recuperable	Estimación alta			Reservas Posibles 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.

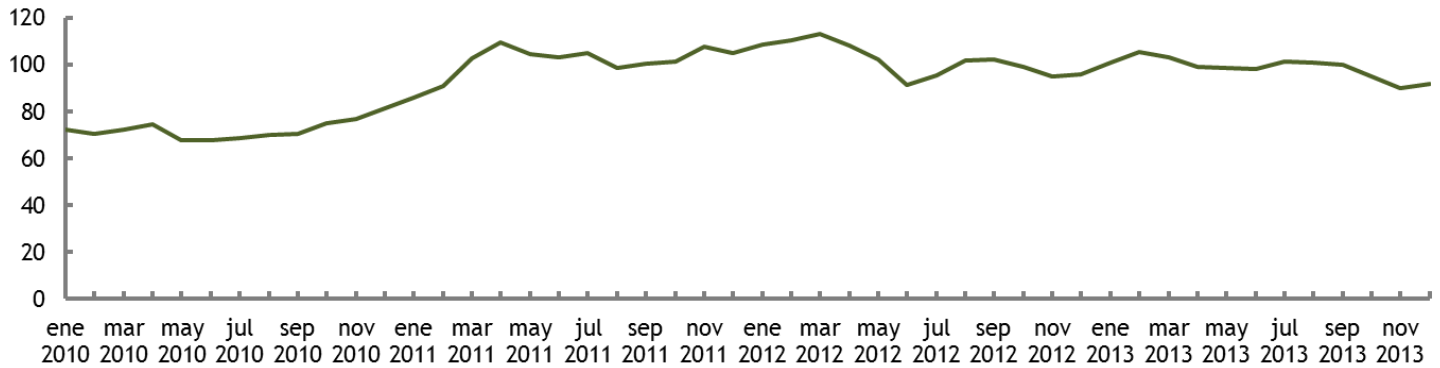
Definición de reservas probables y posibles

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 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
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 2013								
Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Pce (MMb)
Total		67.6	159.4	167.1	265.0	711.1	2,046.3	1,163.0
Burgos		0.3	23.6	1.7	47.8	5.3	291.7	60.0
Anhérido	Anhérido-1	0.3	2.5	1.7	13.0	5.3	40.0	12.2
Chucla	Chucla-1	0.0	1.8	0.0	1.8	0.0	81.0	15.6
Nuncio	Nuncio-1	0.0	3.0	0.0	3.0	0.0	135.0	24.6
Pesero	Silo-1	0.0	3.4	0.0	5.7	0.0	5.7	1.2
Santa Anita	Santa Anita-401	0.0	8.5	0.0	16.6	0.0	22.3	4.7
Villa Cárdenas	Lempira-1	0.0	4.3	0.0	7.8	0.0	7.8	1.6
Golfo de México Profundo		0.0	0.0	0.0	0.0	358.0	1,384.0	673.6
Exploratus	Exploratus-1	0.0	0.0	0.0	0.0	91.8	625.4	234.4
Maximino	Maximino-1	0.0	0.0	0.0	0.0	266.2	758.6	439.2
Sureste		48.6	46.6	135.2	114.3	302.0	253.4	358.0
Ayocote	Ayocote-1	0.0	0.0	0.0	0.0	43.9	53.5	56.2
Calicanto	Calicanto-101	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2
Caparroso-Pijje-Escuintle	Tamarhú-1	2.4	8.4	4.2	13.8	11.4	35.5	20.1
Chac	Chac-2214	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	1.1	6.0
Chapabil	Chapabil-1A	0.0	0.0	0.0	0.0	91.4	9.8	93.7
Mene	Tson-201	0.0	0.0	24.4	5.2	24.4	5.2	25.6
Miztón	Miztón-1	24.7	19.1	60.6	46.8	70.9	78.8	86.4
Sini	Sini-1	2.4	5.4	9.0	21.9	17.3	43.0	27.8
Xux	Xux-1DL	18.8	13.6	36.7	26.5	36.7	26.5	42.0
Veracruz		18.7	89.3	30.2	102.8	45.8	117.1	71.4
Eltreinta	Eltreinta-1	18.7	69.3	30.2	75.0	45.8	82.6	64.4
Kamelot	Kamelot-1	0.0	12.6	0.0	12.6	0.0	12.6	2.4
Mixtán	Mixtán-1	0.0	5.8	0.0	5.8	0.0	11.2	2.5
Pálmara	Pálmara-1	0.0	1.5	0.0	9.4	0.0	10.7	2.0

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo MMb	Gas natural MMMpc	Petróleo crudo		
			MMbpce	MMb	Gas natural MMMpc
Totales(3P)	265,876	289,420	42,158	29,328	59,665
Probadas	161,533	196,857	13,438	9,812	16,549
Probables	47,897	36,968	11,377	7,800	16,716
2P	209,430	233,826	24,816	17,612	33,264
Posibles	56,446	55,595	17,343	11,715	26,401

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

	2011		2012		2013		Acumulada al 1 de enero de 2014	
	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc
	930.8	2,406.8	932.5	2,336.8	920.6	2,325.2	41,547.6	73,917.1
Marina Noreste	490.1	513.0	479.2	488.2	475.8	515.4	18,418.9	10,028.5
Cantarell	182.7	392.3	166.2	367.5	160.5	367.6	14,222.7	8,062.2
Ku-Maloob-Zaap	307.4	120.8	313.0	120.7	315.3	147.9	4,196.1	1,966.3
Marina Suroeste	204.6	441.0	214.3	460.9	216.4	484.3	6,675.9	8,919.4
Abkatún-Pol-Chuc	100.8	204.0	97.5	191.6	107.2	211.5	5,742.8	6,757.0
Litoral de Tabasco	103.8	237.0	116.8	269.2	109.2	272.9	933.1	2,162.4
Norte	42.4	835.1	53.1	782.9	52.9	752.1	5,866.0	24,744.8
Aceite Terciario del Golfo	19.3	40.8	25.1	54.5	24.1	61.0	254.1	485.3
Burgos	0.0	490.6	1.7	464.5	2.9	469.6	38.4	13,062.9
Poza Rica-Altamira	22.0	42.0	24.8	43.9	22.4	41.0	5,488.2	7,591.3
Veracruz	1.2	261.6	1.5	220.0	3.4	180.5	85.3	3,605.4
Sur	193.7	617.7	186.0	604.8	175.5	573.2	10,586.8	30,224.3
Bellota-Jujo	52.3	105.2	47.7	108.8	49.0	116.7	3,191.2	4,977.1
Cinco Presidentes	30.5	42.7	35.1	42.6	34.0	47.2	1,883.6	2,310.6
Macspana-Muspac	29.6	208.6	28.1	198.7	29.5	188.0	1,857.4	15,941.7
Samaria-Luna	81.3	261.2	75.1	254.7	63.0	221.3	3,654.5	6,994.8

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

Cuadro A4

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	crudo MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	265,875.9	289,420.3	42,158.4	29,327.8	59,664.8
Marina Noreste	78,845.8	28,457.8	12,211.4	11,340.5	4,278.0
Marina Suroeste	29,732.5	47,484.5	6,691.8	3,812.9	14,598.1
Norte	116,579.9	134,960.2	17,779.1	10,845.9	32,036.8
Sur	40,717.7	78,517.8	5,476.0	3,328.4	8,751.8
Probadas	161,532.6	196,857.2	13,438.5	9,812.1	16,548.5
Marina Noreste	63,360.9	25,818.9	6,049.9	5,476.9	2,710.0
Marina Suroeste	19,962.0	27,249.3	2,168.8	1,324.0	4,298.1
Norte	42,254.9	74,470.8	1,580.9	871.8	3,510.8
Sur	35,954.8	69,318.1	3,639.0	2,139.4	6,029.6
Probables	47,897.2	36,968.5	11,377.2	7,800.3	16,715.5
Marina Noreste	6,388.8	1,159.5	2,865.9	2,690.3	884.4
Marina Suroeste	4,277.5	8,072.3	1,865.2	1,112.4	3,814.8
Norte	34,838.5	24,616.0	5,793.2	3,439.7	10,809.4
Sur	2,392.5	3,120.5	852.9	557.9	1,207.0
2P	209,429.8	233,825.7	24,815.7	17,612.4	33,264.1
Marina Noreste	69,749.6	26,978.5	8,915.8	8,167.2	3,594.4
Marina Suroeste	24,239.5	35,321.7	4,034.0	2,436.4	8,112.9
Norte	77,093.4	99,086.9	7,374.1	4,311.6	14,320.2
Sur	38,347.3	72,438.6	4,491.8	2,697.3	7,236.6
Posibles	56,446.1	55,594.6	17,342.7	11,715.4	26,400.7
Marina Noreste	9,096.2	1,479.3	3,295.6	3,173.3	683.7
Marina Suroeste	5,493.0	12,162.8	2,657.9	1,376.5	6,485.1
Norte	39,486.5	35,873.3	10,405.1	6,534.4	17,716.7
Sur	2,370.4	6,079.2	984.1	631.2	1,515.2

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 2014					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	equivalente MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	78,845.8	28,457.8	12,211.4	11,340.5	4,278.0
Cantarell	39,040.4	18,319.0	5,272.5	4,872.5	2,088.0
Ku-Maloob-Zaap	39,805.4	10,138.8	6,939.0	6,468.0	2,190.1
Probadas	63,360.9	25,818.9	6,049.9	5,476.9	2,710.0
Cantarell	37,579.7	17,664.6	2,190.9	1,950.9	1,244.0
Ku-Maloob-Zaap	25,781.2	8,154.4	3,858.9	3,526.0	1,466.0
Probables	6,388.8	1,159.5	2,865.9	2,690.3	884.4
Cantarell	857.5	339.9	1,522.1	1,426.1	516.8
Ku-Maloob-Zaap	5,531.3	819.7	1,343.8	1,264.2	367.6
2P	69,749.6	26,978.5	8,915.8	8,167.2	3,594.4
Cantarell	38,437.1	18,004.4	3,713.0	3,377.0	1,760.7
Ku-Maloob-Zaap	31,312.5	8,974.1	5,202.8	4,790.2	1,833.6
Posibles	9,096.2	1,479.3	3,295.6	3,173.3	683.7
Cantarell	603.3	314.6	1,559.5	1,495.5	327.2
Ku-Maloob-Zaap	8,492.9	1,164.8	1,736.2	1,677.7	356.5

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 2014					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Total (3P)	29,732.5	47,484.5	6,691.8	3,812.9	14,598.1
Abkatún-Pol-Chuc	17,623.0	17,453.5	1,537.5	1,184.1	1,915.6
Litoral de Tabasco	12,109.5	30,030.9	5,154.3	2,628.7	12,682.5
Probadas	19,962.0	27,249.3	2,168.8	1,324.0	4,298.1
Abkatún-Pol-Chuc	14,947.7	15,845.6	754.4	554.9	1,081.7
Litoral de Tabasco	5,014.3	11,403.7	1,414.4	769.1	3,216.4
Probables	4,277.5	8,072.3	1,865.2	1,112.4	3,814.8
Abkatún-Pol-Chuc	1,428.7	1,266.1	502.2	398.1	557.7
Litoral de Tabasco	2,848.8	6,806.3	1,363.0	714.3	3,257.1
2P	24,239.5	35,321.7	4,034.0	2,436.4	8,112.9
Abkatún-Pol-Chuc	16,376.4	17,111.7	1,256.6	953.0	1,639.4
Litoral de Tabasco	7,863.1	18,210.0	2,777.4	1,483.4	6,473.6
Posibles	5,493.0	12,162.8	2,657.9	1,376.5	6,485.1
Abkatún-Pol-Chuc	1,246.6	341.8	280.9	231.2	276.2
Litoral de Tabasco	4,246.5	11,821.0	2,377.0	1,145.4	6,208.9

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 2014					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	116,579.9	134,960.2	17,779.1	10,845.9	32,036.8
Aceite Terciario del Golfc	81,492.4	44,800.0	15,167.5	9,667.4	25,005.1
Burgos	332.9	25,464.7	805.1	17.4	3,949.4
Poza Rica-Altamira	33,465.7	58,104.1	1,535.5	1,042.6	2,322.1
Veracruz	1,288.9	6,591.3	271.1	118.5	760.2
Probadas	42,254.9	74,470.8	1,580.9	871.8	3,510.8
Aceite Terciario del Golfc	13,256.8	6,691.1	806.3	606.7	948.8
Burgos	159.7	20,174.9	345.8	7.0	1,680.5
Poza Rica-Altamira	27,549.5	41,044.5	274.1	210.2	352.8
Veracruz	1,288.9	6,560.3	154.7	47.9	528.7
Probables	34,838.5	24,616.0	5,793.2	3,439.7	10,809.4
Aceite Terciario del Golfc	33,744.1	16,884.0	5,421.2	3,304.1	9,600.3
Burgos	48.1	1,923.9	191.3	3.4	931.7
Poza Rica-Altamira	1,046.3	5,790.5	128.2	100.4	171.8
Veracruz	0.0	17.6	52.5	31.8	105.5
2P	77,093.4	99,086.9	7,374.1	4,311.6	14,320.2
Aceite Terciario del Golfc	47,000.9	23,575.2	6,227.5	3,910.9	10,549.1
Burgos	207.8	22,098.7	537.0	10.4	2,612.2
Poza Rica-Altamira	28,595.8	46,835.1	402.4	310.6	524.6
Veracruz	1,288.9	6,577.9	207.2	79.7	634.2
Posibles	39,486.5	35,873.3	10,405.1	6,534.4	17,716.7
Aceite Terciario del Golfc	34,491.5	21,224.9	8,940.0	5,756.5	14,456.1
Burgos	125.1	3,366.0	268.0	7.0	1,337.1
Poza Rica-Altamira	4,869.8	11,269.0	1,133.1	732.0	1,797.5
Veracruz	0.0	13.4	63.9	38.8	126.0

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 2014					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo		
	MMb	MMMpc	equivalente	Crudo	Gas natural
			MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	40,717.7	78,517.8	5,476.0	3,328.4	8,751.8
Bellota-Jujo	13,590.5	19,457.5	1,822.8	1,228.5	2,338.5
Cinco Presidentes	7,325.1	6,703.9	456.1	345.3	535.3
Macuspana-Muspac	6,224.1	30,399.5	765.8	270.4	2,160.4
Samaria-Luna	13,578.0	21,956.9	2,431.2	1,484.3	3,717.6
Probadas	35,954.8	69,318.1	3,639.0	2,139.4	6,029.6
Bellota-Jujo	11,691.3	15,673.8	1,284.5	832.8	1,772.2
Cinco Presidentes	7,071.1	6,368.8	259.1	193.7	305.6
Macuspana-Muspac	5,664.0	28,213.6	418.5	125.2	1,263.8
Samaria-Luna	11,528.4	19,062.0	1,676.9	987.7	2,688.1
Probables	2,392.5	3,120.5	852.9	557.9	1,207.0
Bellota-Jujo	1,551.3	1,729.2	387.4	287.6	392.3
Cinco Presidentes	36.4	71.5	58.2	43.0	70.1
Macuspana-Muspac	277.4	911.7	139.6	66.6	335.7
Samaria-Luna	527.4	408.1	267.6	160.7	408.9
2P	38,347.3	72,438.6	4,491.8	2,697.3	7,236.6
Bellota-Jujo	13,242.7	17,403.0	1,671.9	1,120.4	2,164.5
Cinco Presidentes	7,107.5	6,440.3	317.2	236.7	375.7
Macuspana-Muspac	5,941.4	29,125.3	558.2	191.7	1,599.5
Samaria-Luna	12,055.7	19,470.1	1,944.6	1,148.5	3,097.0
Posibles	2,370.4	6,079.2	984.1	631.2	1,515.2
Bellota-Jujo	347.9	2,054.5	150.9	108.1	174.0
Cinco Presidentes	217.6	263.7	138.9	108.6	159.6
Macuspana-Muspac	282.7	1,274.2	207.6	78.7	560.9
Samaria-Luna	1,522.2	2,486.8	486.7	335.8	620.6

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

rolando.galindo@pemex.com

Celina Torres

celina.torres@pemex.com

David Ocañas

david.ocanas@pemex.com

Ana Lourdes Benavides

ana.lourdes.benavides@pemex.com

Mariana López

mariana.lopezm@pemex.com

Alejandro López

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 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 bajo las NIIF. Para mayor información en cuanto a la adopción de las NIIF, por favor consultar la Nota 23 a los estados financieros consolidados incluidos en la Forma 20-F 2012 de Petróleos Mexicanos registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC) el 30 de abril de 2013. El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF). La conciliación del EBITDA se muestra en el Cuadro 33 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 2013 de Ps.13.0765 = U.S. \$ 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 (DOSH), cuya base gravable es un cuasi rendimiento de operación. Adicionalmente al pago del DOSH, PEP paga otros derechos.

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diésel 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 diésel para uso automotriz; en caso contrario, el IEPS lo absorbe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo acredita a Pemex - Refinación (PR), 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 diésel es, principalmente, el IEMXN "El precio al público", o "precio final", de gasolinas y diésel lo establece la SHCP. El "precio productor" de gasolinas y diésel de PR 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 PR 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 2013, la Comisión de Valores de los Estados Unidos de América (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. Sin embargo, cualquier descripción presentada en este documento de las reservas probables o posibles, no necesariamente debe coincidir 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 Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), disponibles en nuestro portal www.pemex.com.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en nuestros reportes periódicos a la CNBV y a la SEC, 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, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética;
- 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 Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC (www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.

PEMEX

Petróleos Mexicanos, sus Organismos Subsidiarios y sus Compañías Subsidiarias (PEMEX) conforman la empresa mexicana de petróleo y gas. Creada en 1938, es 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, S.A. de C.V.