

Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015

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 de México, 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. El pasado 30 de junio de 2015, la CNH dictaminó favorable las reservas 2P y 3P publicadas por Petróleos Mexicanos.

Al 1 de enero de 2010 la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que se revelen 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 las revelaciones contenidas en el Reporte Anual registrado ante la CNBV y en la Forma 20-F registrado ante la SEC, ambos disponibles en www.pemex.com

Reservas probadas al 1 de enero de 2015

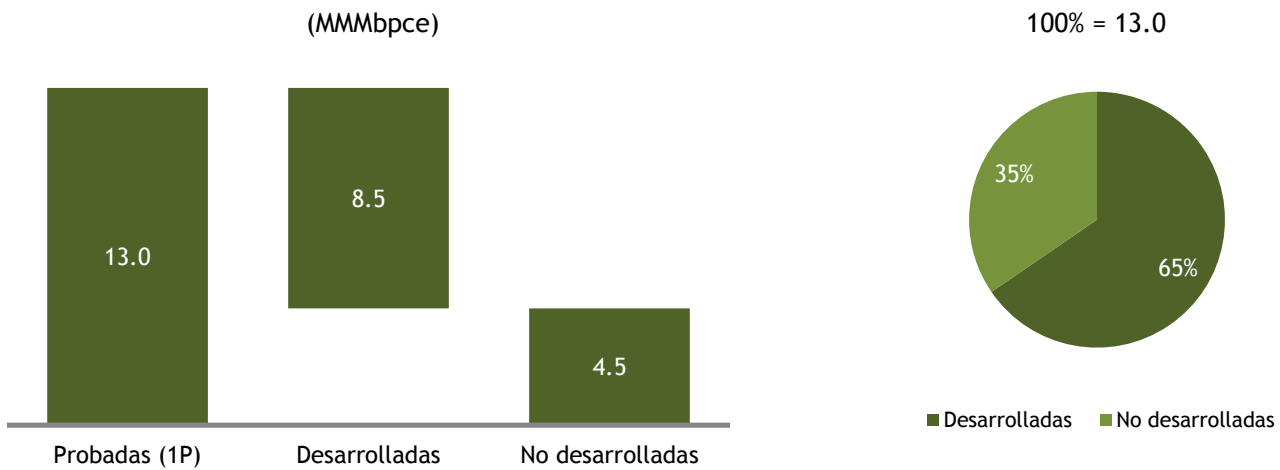
Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas de hidrocarburos ascienden a 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de éstas el 75% corresponde a crudo; 8% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco equivalente.

Del total de reservas probadas, 8,490 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-Xux, Ixtal, Xanab, Kuil y Kambesah.

El 72% de las reservas probadas de crudo se ubican en regiones marinas, en tanto que el 28% 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 4,527 MMbpce, o 35% de las reservas probadas. El 53% de estas reservas se concentran en los complejos Ku-Maloob-Zaap y Antonio J. Bermúdez, así como en los campos Ayatsil, Jujo-Tecominoacán, Kayab, Tsimín, Pit, Xux y Xanab.

Reservas probadas al 1 de enero de 2015



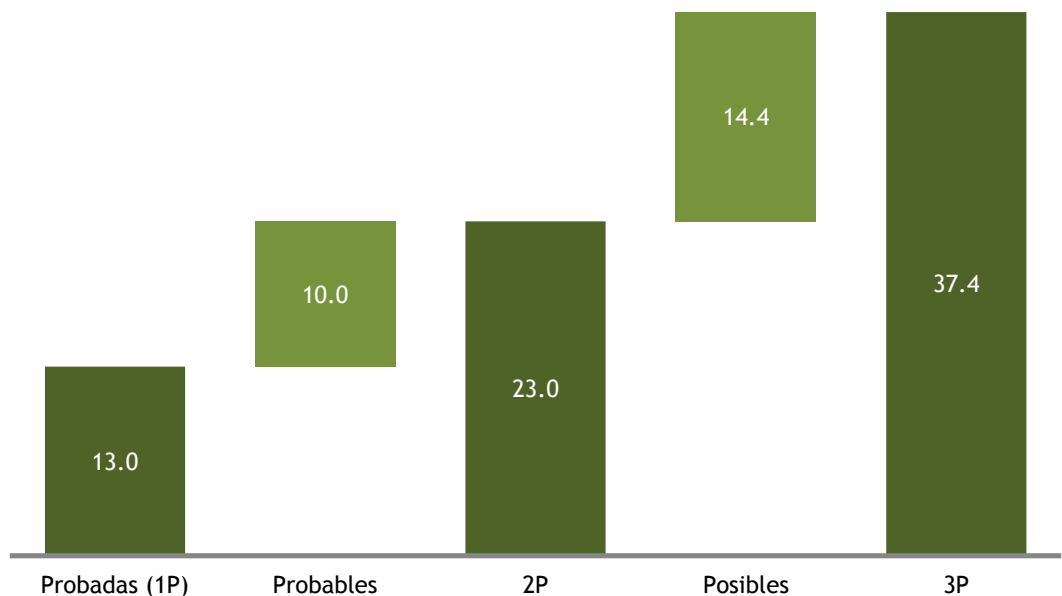
Reservas probables y posibles al 1 de enero de 2015

Las reservas probables alcanzan 9,966 MMBpce. La agregación de éstas y las reservas probadas forman la reserva 2P, la cual asciende a 22,984 MMBpce. El 50% de las reservas probables se ubican en el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec). Asimismo, las regiones marinas concentran el 39% de estas reservas, donde destacan los campos Akal, Ayatsil, Ek-Balam, Kunah y Pit.

Las reservas posibles alcanzaron 14,421 MMBpce que, sumadas con las reservas probadas y probables integran una reserva 3P de 37,405 MMBpce. El 45% de la reserva posible se localiza en Chicontepec, mientras que 38% se concentra en las regiones marinas.

Las reservas 3P están conformadas de 69% de crudo, 8% de condensados y líquidos de planta, y 23% de gas seco equivalente a líquido.

Reservas 3P al 1 de enero de 2015 (MMMBpce)



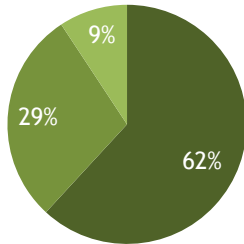
Reservas de crudo

Al 1 de enero de 2015 las reservas probadas de crudo se sitúan en 9,711 millones de barriles (MMb), de los que 62% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 9% a crudo superligero.

Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 25,825 MMb, correspondiendo 56% a crudo pesado, 33% a crudo ligero y 11% a crudo superligero.

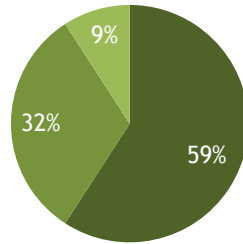
Composición de las reservas de crudo (MMMb)

Reservas probadas
100% = 9.7



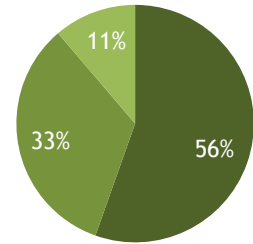
■ Pesado ■ Ligero ■ Super ligero

Reservas 2P
100% = 16.5



■ Pesado ■ Ligero ■ Super ligero

Reservas 3P
100% = 25.8



■ Pesado ■ Ligero ■ Super ligero

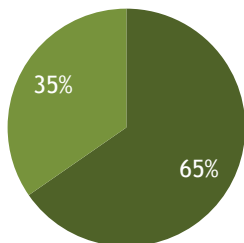
Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 15,291 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), de los que 65% corresponden a gas asociado y 35% a gas no asociado.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 54,890 MMMpc, de los que 68% corresponden a gas asociado y 32% a gas no asociado. Los activos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Litoral de Tabasco concentran 61% de las reservas 3P de gas natural.

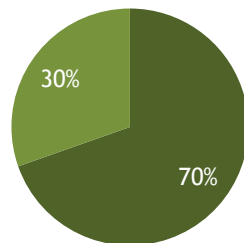
Composición de las reservas de gas natural (MMMMpc)

Reservas probadas
100% = 15.3



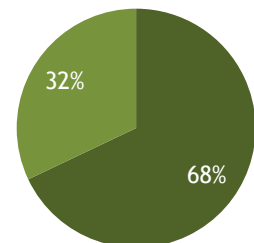
■ Asociado ■ No asociado

Reservas 2P
100% = 30.6



■ Asociado ■ No asociado

Reservas 3P
100% = 54.9



■ Asociado ■ No asociado

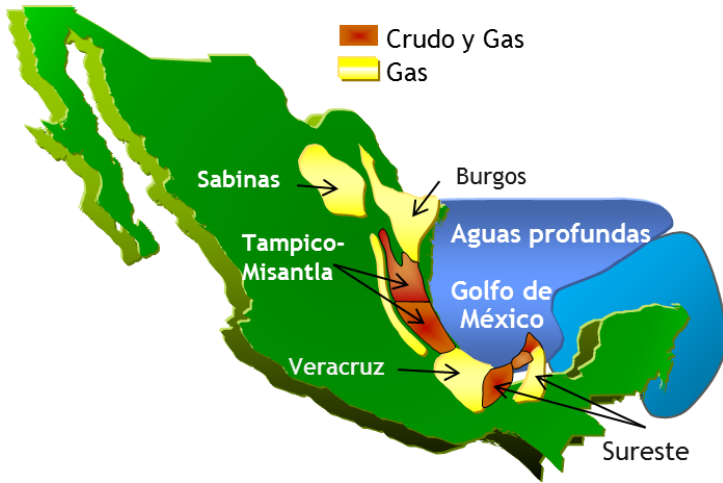
Reservas marinas y terrestres

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 72%, se localizan en campos marinos; el 28% restante se ubica en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural de México, 56% se ubica en campos terrestres y 44% en campos marinos.

En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 57% es de campos marinos y el 43% de campos terrestres, mientras que 64% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 36% en regiones marinas.

Distribución geográfica de las reservas

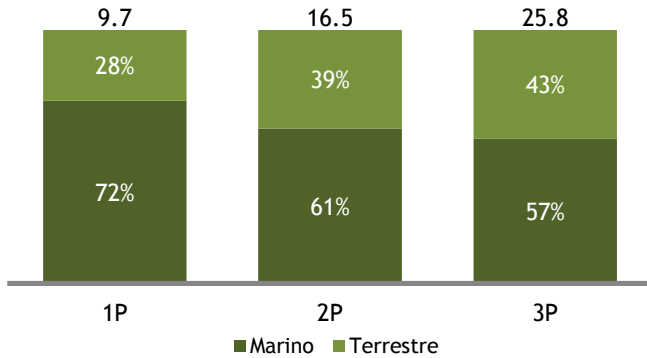
Cuencas productoras



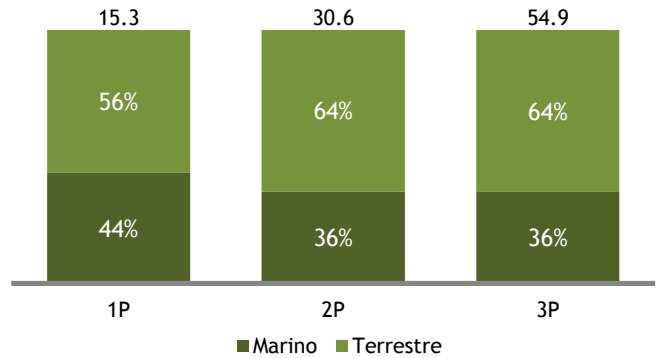
Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Cuenca	Acum. Prod.	Reservas		
		1P	2P	3P
Sureste	47.8	11.4	15.6	21.6
Tampico Misantla	6.3	1.0	6.1	12.8
Burgos	2.5	0.3	0.5	0.8
Veracruz	0.8	0.2	0.2	0.2
Sabinas	0.1	0.0	0.0	0.1
Aguas profundas	0.0	0.1	0.5	1.9
Total	57.5	13.0	23.0	37.4

Reservas de crudo (MMMb)



Reservas de gas natural (MMMMpc)

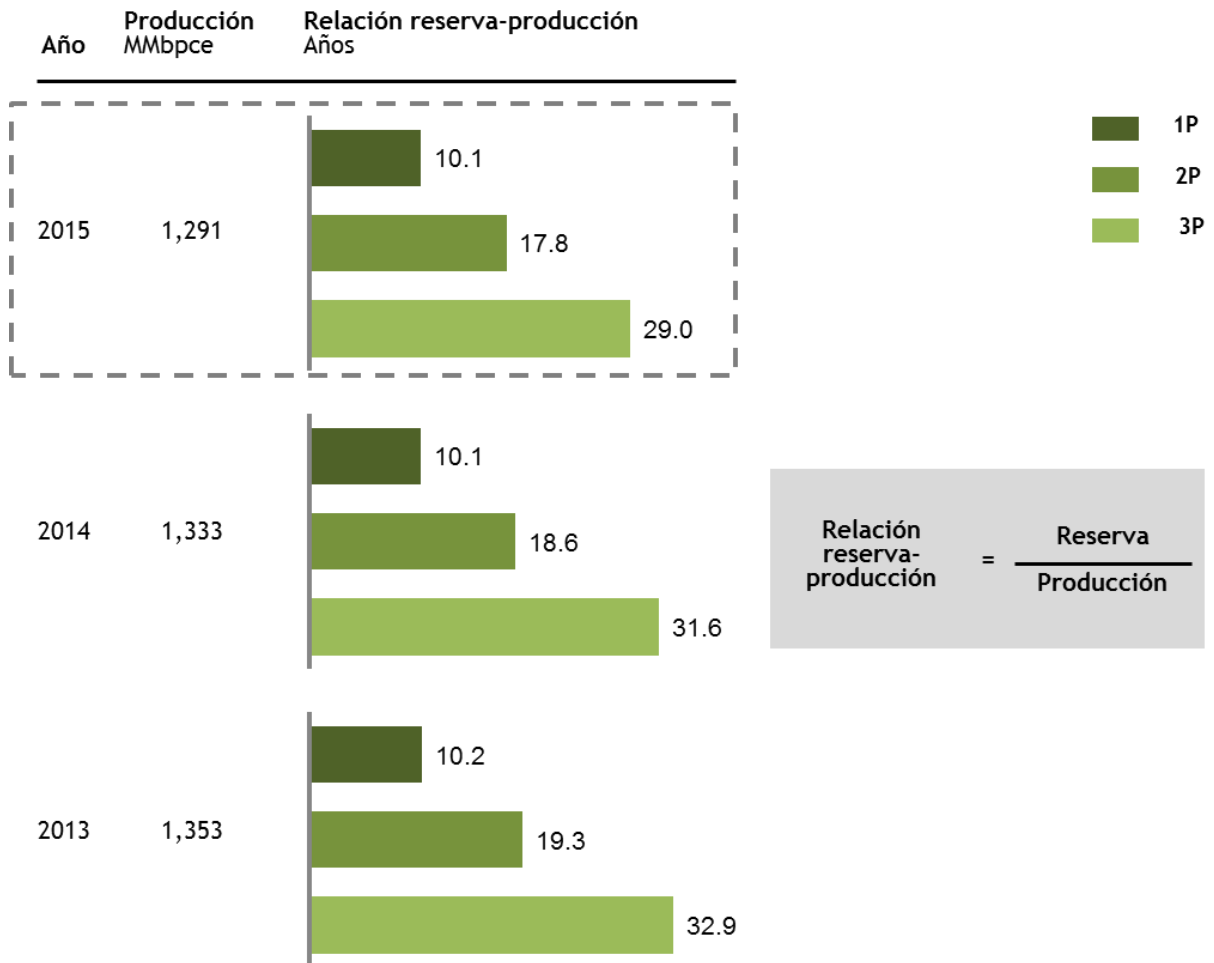


Relación reserva-producción

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 2015 entre la producción de 2014, es de 29.0 años para la reserva 3P, 17.8 años para la reserva 2P y 10.1 años para la reserva probada.

La relación reserva-producción 3P disminuyó 8% con respecto al año anterior, mientras que la reducción para la 2P fue de 4%. Asimismo, la relación reserva-producción 1P, mantuvo su nivel con respecto al año anterior.

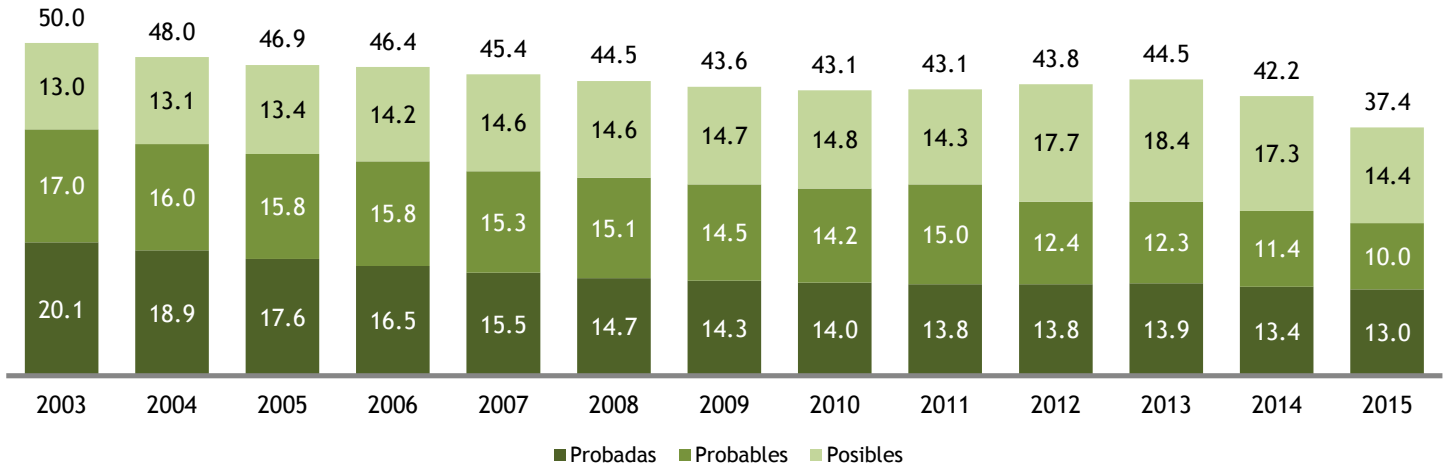
Relación reserva-producción



Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2015, las reservas 3P disminuyeron de 42,158 MMbpce, al 1 de enero del 2014, a 37,405 MMbpce. Lo anterior se debió a la extracción de la producción de 2014, así como a resultados no favorables de pruebas piloto de inyección de agua, como método de recuperación secundaria, en los campos del activo 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 2014 al 1 de enero de 2015, las reservas 3P de crudo disminuyeron en 3,503 millones de barriles, principalmente por efecto de la actividad productiva por 887 millones de barriles de crudo, así como por los resultados negativos de las pruebas piloto de inyección de agua como método de recuperación secundaria en campos de ATG.

Las reservas probadas de crudo disminuyeron 101 millones de barriles debido a la actividad productiva de 887 millones de barriles observada del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015, lo que implicó una restitución de 89% de la producción de crudo del año.

Las reservas probables disminuyeron 1,036 millones de barriles por la reclasificación de reserva probable a probada, originada principalmente por los campos Maloob, Zaa, Kuil, Tsimín, Xanab y Bricol.

Las reservas posibles disminuyeron 2,366 millones de barriles por efecto de los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos de ATG.

Evolución de las reservas de gas natural

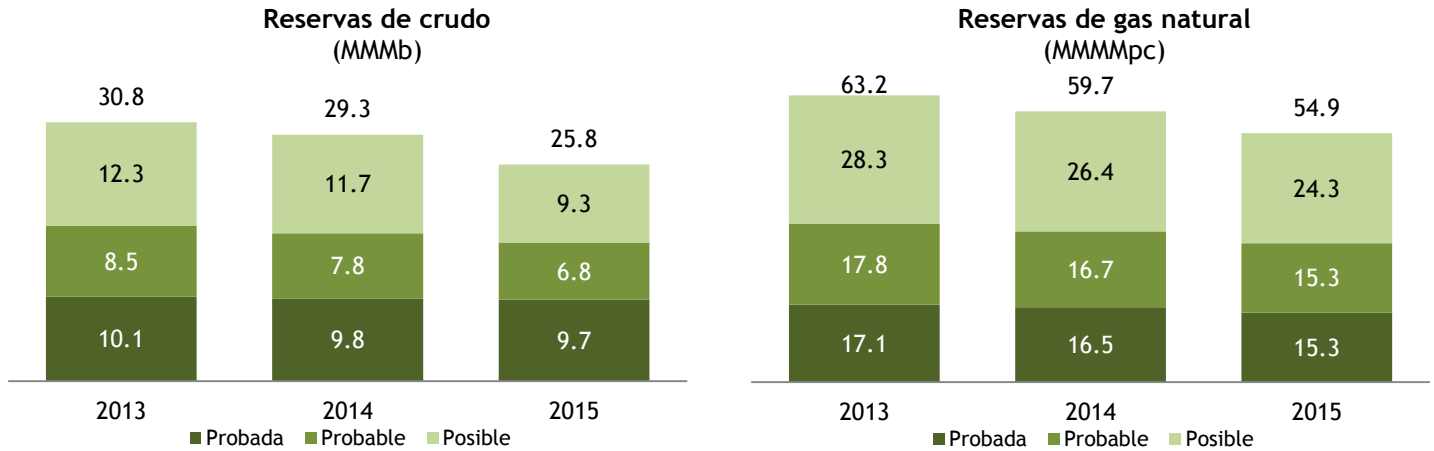
Del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015 las reservas 3P de gas natural disminuyeron en 4,775 miles de millones de pies cúbicos, debido a la actividad productiva del año por 2,384 miles de millones de pies cúbicos, así como por los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos de ATG.

En cuanto a las reservas probadas de gas natural, disminuyeron 1,258 miles de millones de pies cúbicos debido principalmente a la actividad productiva del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015 de 2,384 miles de millones de pies cúbicos.

Para el caso de las reservas probables, disminuyeron 1,400 miles de millones de pies cúbicos debido principalmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en campos del Paleocanal de Chicontepec, por la reducción de la actividad de desarrollo.

Las reservas posibles también disminuyeron en 2,118 miles de millones de pies cúbicos, principalmente debido a los resultados de las pruebas piloto de inyección de agua en campos del Paleocanal de Chicontepec.

Evolución de las reservas de crudo y gas natural

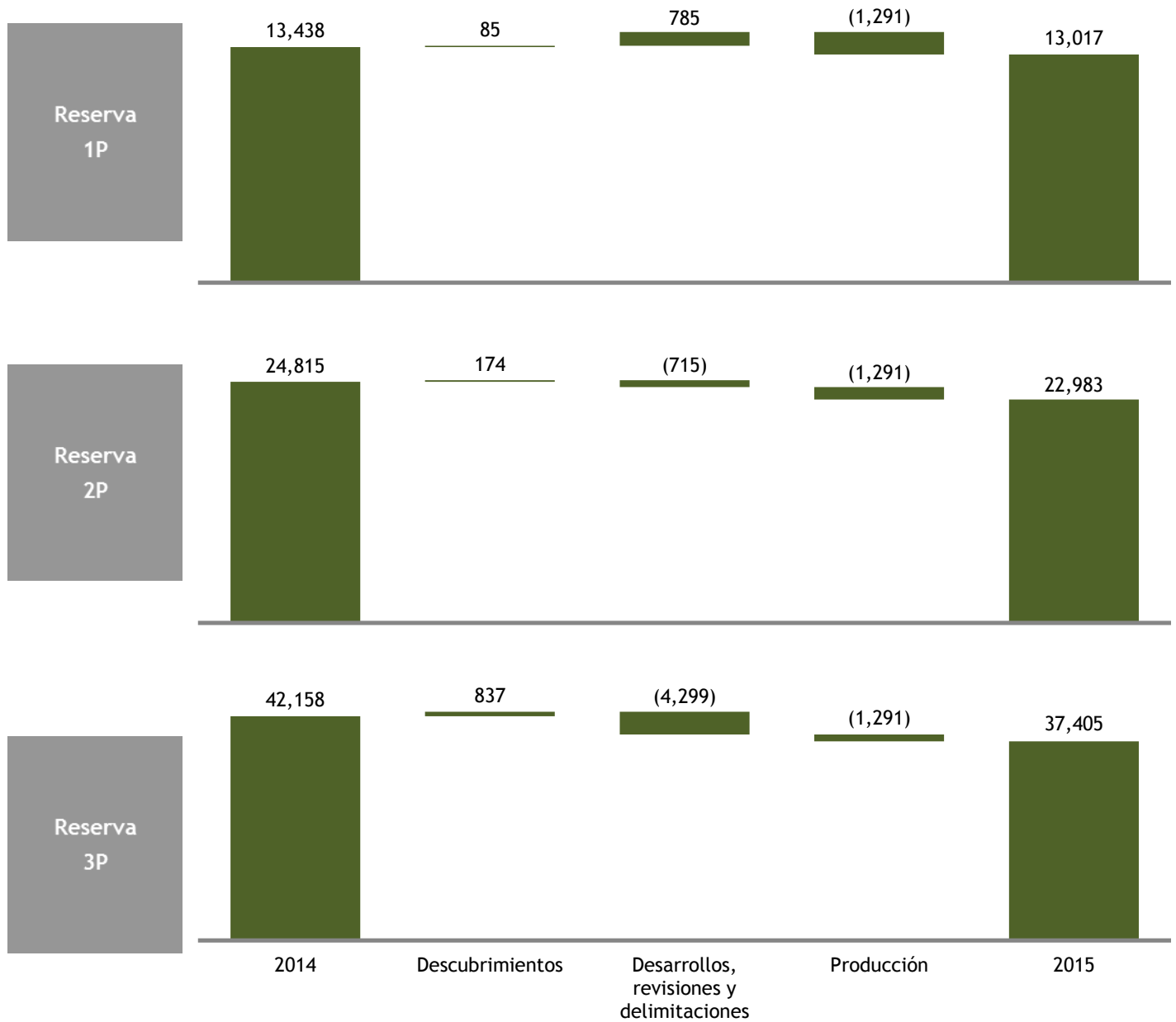


Cambio en las reservas 2014 - 2015

Al 1 de enero de 2015, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente disminuyeron 421 MMbpce con respecto al año anterior. Las reservas 2P y 3P disminuyeron 1,832 MMbpce y 4,753 MMbpce, respectivamente.

La principal causa de estas variaciones fue el impacto de la actividad productiva del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015 que fue de 1,291 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 ATG dieron lugar a un ajuste adicional en las reservas posibles.

Cambio en las reservas 2014 - 2015
(MMbpce)



Principales descubrimientos

Descubrimientos 1 enero de 2010 al 1 de enero de 2015

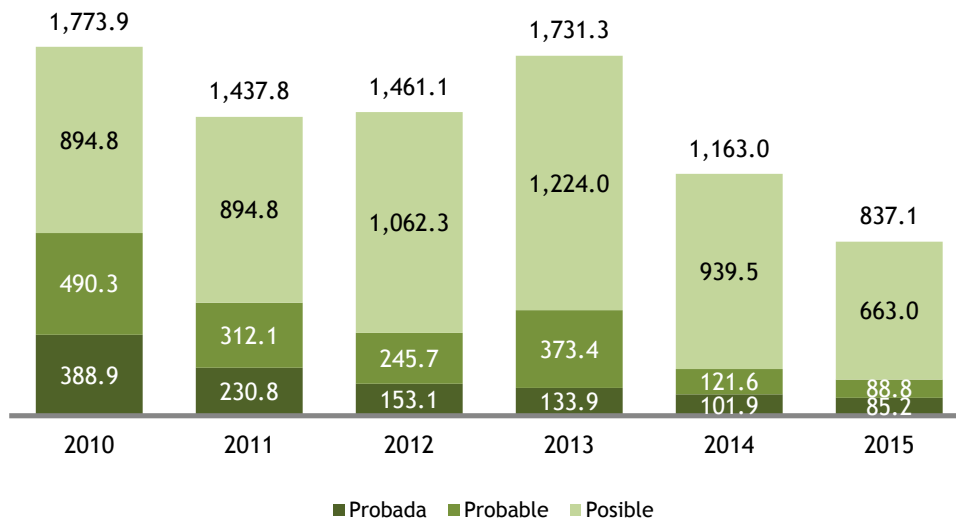
Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos.

En el periodo del 1 enero de 2010 al 1 de enero de 2015 se han descubierto 8,404 MMbpce de reservas 3P, que corresponden a 4,656 MMB de crudo y 17,874 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De 1 enero de 2014 al 1 de enero de 2015, las actividades exploratorias permitieron incorporar 837 MMbpce de reservas 3P. De este volumen adicionado, 85 MMbpce son reservas probadas, 89 MMbpce reservas probables y 663 MMbpce son posibles.

Así, el promedio de volúmenes incorporados en el periodo 1 enero de 2013 al 1 de enero de 2015 es de 1,243.8 MMbpce.

Evolución de los descubrimientos (MMbpce)



Descubrimientos al 1 de enero de 2015 por cuenca

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

- Cuencas del Sureste concentra 75 MMbpce en reservas 1P y 160 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca de Burgos contiene 10 MMbpce en reservas 1P y 127 MMbpce de reservas 3P;
- Cuenca del Golfo de México Profundo contiene 550 MMbpce en reservas 3P.

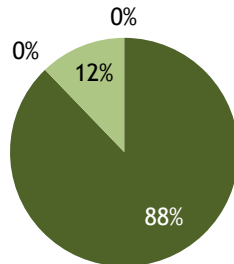
Los resultados señalan la estrategia exploratoria de PEMEX, que consiste en identificar nuevas reservas en las cuencas más productivas de crudo y gas no asociado, así como fortalecer la actividad exploratoria en aguas profundas.

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.

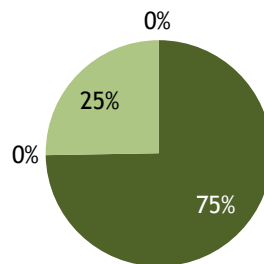
Del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015, los descubrimientos de yacimientos de crudo aportaron 19% del total de reservas 3P, es decir, 160 MMbpce, mientras que los yacimientos de gas no asociado incorporaron 677 MMbpce equivalentes a 3,101 MMMpc.

Descubrimientos al 1 de enero de 2015 (MMbpce)

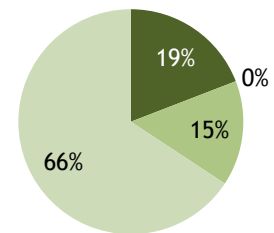
Reservas probadas
100% = 85.2



Reservas 2P
100% = 174.1



Reservas 3P
100% = 837.1



■ Sureste ■ Veracruz ■ Burgos ■ GM Prof

Principales descubrimientos

Con la finalidad de obtener un mayor entendimiento del potencial petrolero, durante 2014 Pemex continuó enfocando esfuerzos exploratorios en:

- i) **Cuencas del Sureste:**
Se perforaron los pozos Tlacame-1 (crudo pesado), Santuario-401 (crudo ligero) y Arroyo Zanapa-201 (crudo ligero).
- ii) **Aguas profundas**
En el Cinturón Plegado Perdido, se perforó el pozo Exploratus-1 cuyos registros fueron favorables, corroborando el potencial petrolero en dicha región. Asimismo, con los pozos Nat-1 y Hem-1 se continúa cuantificando el potencial de la provincia gasífera en el Cinturón Plegado Catemaco.
- iii) **Recursos en lutitas**
En la Cuenca de Burgos, se perforaron en formaciones convencionales los pozos Santa Anita 501 y 601, los cuales obtuvieron producciones iniciales de más de 5 MMpcd de gas húmedo cada uno. Por otra parte, los pozos Céfiro-1 y Tangram-1 ayudaron a ampliar el entendimiento de formaciones no convencionales el noreste del país, específicamente Eagle Ford, y su potencial petrolero.

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 2014 al 1 de enero de 2015, a nivel total las revisiones tuvieron un efecto negativo. La reserva 3P disminuyó 2,801 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 161 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 2015 las reservas 1P por concepto de desarrollo de campos presentaron un incremento de 572 MMbpce, mientras que las reservas 2P y 3P disminuyeron en 458 MMbpce y 1,473 MMbpce. Los campos que observaron mayores incrementos en su reserva probada por concepto de desarrollo de campos son Zaap, Maloob, Xux, Onel, Kambesah y Balam.

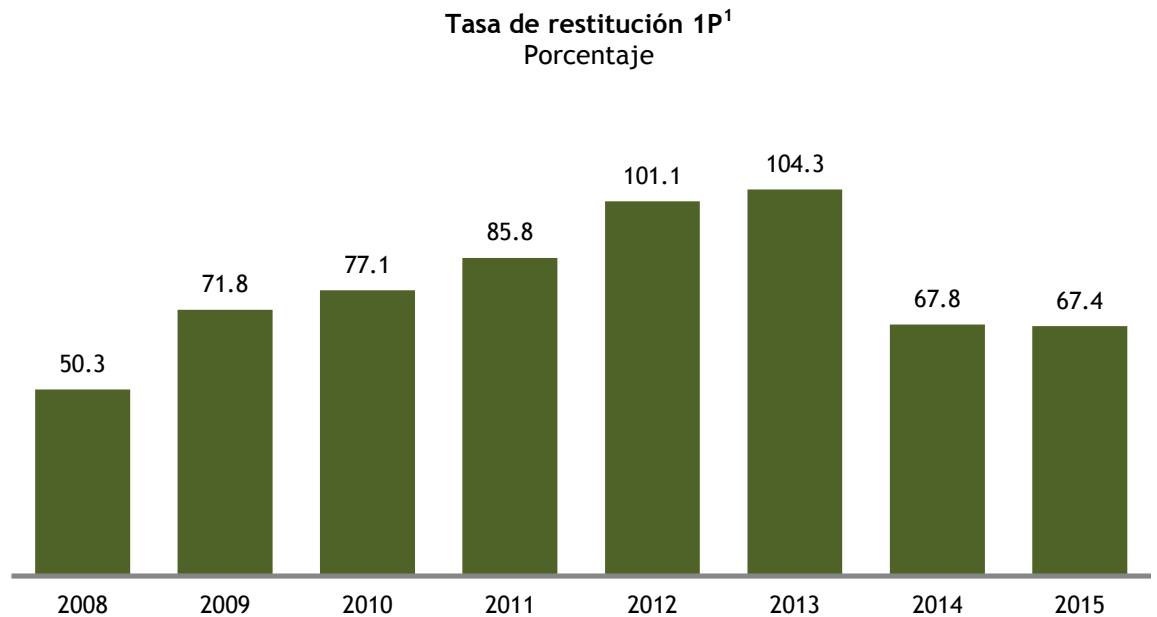
Producción

Del 1 de enero del 2014 al 1 de enero de 2015 la producción alcanzó un promedio por día de 2 millones 429 mil barriles de crudo y 6 mil 532 millones de pies cúbicos de gas natural que corresponden a una producción acumulada anual de 1,291 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 2014 al 1 de enero de 2015 fue de 67.4.

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 DeGolyer and MacNaughton, Netherland, Sewell International 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	Reservación	Reservación	Reservación	Reservación	Reservación	Producción
	Estimación baja	Estimación baja	Reservas probadas 1P	Reservas probadas 1P	Reservas probadas 1P	
	Estimación central	Estimación central	Reservas probables 2P	Reservas probables 2P	Reservas probables 2P	
	Estimación alta	Estimación alta	Reservas posibles 3P	Reservas posibles 3P	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.

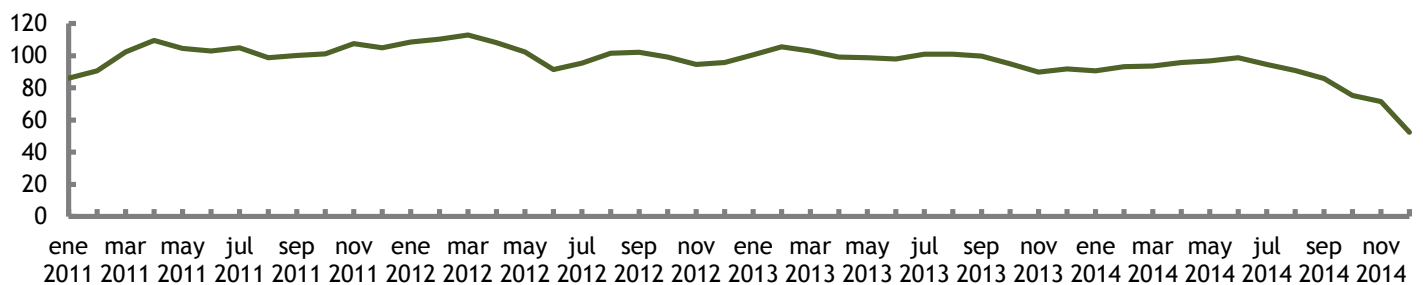
Definición de reservas probables y posibles

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 2014								
Cuenca Campo	Pozo	1P		2P		3P		Pce (MMb)
		Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	Crudo (MMb)	Gas (MMMpc)	
Total		64.0	98.0	114.3	295.1	197.5	3,177.8	837.1
Burgos		0.0	52.9	0.0	227.2	0.0	657.0	126.6
Céfiro	Céfiro-1	0.0	24.5	0.0	124.1	0.0	372.9	71.7
Santa Anita	Santa Anita-501	0.0	4.3	0.0	5.2	0.0	5.2	1.1
	Santa Anita-601	0.0	6.7	0.0	8.6	0.0	9.7	2.1
Tangram	Tangram-1	0.0	17.4	0.0	89.3	0.0	269.2	51.8
Golfo de México Profundo		0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	2,443.5	550.3
Exploratus	Exploratus-1	0.0	0.0	0.0	0.0	55.1	1,099.4	290.9
Hem	Hem-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	414.0	72.1
Nat	Nat-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	930.0	187.3
Sureste		64.0	45.1	114.3	67.9	142.4	77.4	160.2
Arroyo Zanapa	Arroyo Zanapa-201	0.1	0.7	0.1	0.7	0.1	0.7	0.3
Santuario	Santuario-401	63.9	44.4	80.4	55.9	80.4	55.9	93.9
Tlacame	Tlacame-1	0.0	0.0	33.7	11.3	61.9	20.7	66.0

Cuadro A2

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo MMb	Gas natural MMMpc	Petróleo crudo MMbpce	Crudo MMb	Gas natural MMMpc
Totales(3P)	264,886	284,279	37,405	25,825	54,890
Probadas	163,329	198,867	13,017	9,711	15,290
Probables	42,996	31,892	9,966	6,764	15,316
2P	206,325	230,759	22,984	16,475	30,607
Posibles	58,560	53,520	14,421	9,350	24,283

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									
	2012		2013		2014		Acumulada al 1 de enero de 2015		
	Crudo mmb	Gas mmmpc	Crudo mmb	Gas mmmpc	Crudo mmb	Gas mmmpc	Crudo mmb	Gas natural mmmpc	
	932.5	2,336.8	920.6	2,325.2	886.5	2,384.1	42,434.1	76,301.2	
Marina Noreste	479.2	488.2	475.8	515.4	449.6	617.5	18,868.4	10,646.1	
Cantarell	166.2	367.5	160.5	367.6	136.8	409.1	14,359.6	8,471.3	
Ku-Maloob-Zaap	313.0	120.7	315.3	147.9	312.7	208.4	4,508.9	2,174.8	
Marina Suroeste	214.3	460.9	216.4	484.3	226.2	509.5	6,902.1	9,428.9	
Abkatún-Pol-Chuc	97.5	191.6	107.2	211.5	109.3	202.0	5,852.1	6,959.0	
Litoral de Tabasco	116.8	269.2	109.2	272.9	117.0	307.6	1,050.1	2,470.0	
Norte	53.1	782.9	52.9	752.1	45.6	703.9	5,911.6	25,448.8	
Aceite Terciario del Golfo	25.1	54.5	24.1	61.0	17.8	54.6	271.9	539.8	
Burgos	1.7	464.5	2.9	469.6	1.8	445.7	40.2	13,508.5	
Poza Rica-Altamira	24.8	43.9	22.4	41.0	21.8	37.5	5,510.0	7,628.8	
Veracruz	1.5	220.0	3.4	180.5	4.2	166.2	89.5	3,771.7	
Sur	186.0	604.8	175.5	573.2	165.1	553.1	10,751.9	30,777.4	
Bellota-Jujo	47.7	108.8	49.0	116.7	45.6	105.4	3,236.7	5,082.6	
Cinco Presidentes	35.1	42.6	34.0	47.2	32.5	55.8	1,916.2	2,366.4	
Macuspana-Muspac	28.1	198.7	29.5	188.0	28.1	179.0	1,885.5	16,120.8	
Samaria-Luna	75.1	254.7	63.0	221.3	58.9	212.8	3,713.4	7,207.7	

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 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo		
			crudo	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	264,885.6	284,279.4	37,404.8	25,825.1	54,889.6
Marina Noreste	78,594.0	28,172.6	11,531.9	10,759.2	3,850.6
Marina Suroeste	29,338.8	47,035.0	6,000.7	3,454.8	13,408.7
Norte	116,315.5	132,139.5	14,911.3	8,562.9	29,790.2
Sur	40,637.3	76,932.3	4,961.0	3,048.4	7,840.1
Probadas	163,329.3	198,866.8	13,017.4	9,711.0	15,290.5
Marina Noreste	63,872.1	25,789.8	6,011.9	5,475.3	2,581.6
Marina Suroeste	20,661.3	27,987.7	2,227.3	1,442.1	4,065.3
Norte	42,503.1	75,240.3	1,520.2	860.6	3,313.2
Sur	36,292.9	69,849.1	3,258.0	1,933.0	5,330.5
Probables	42,996.0	31,892.4	9,966.1	6,764.5	15,316.1
Marina Noreste	5,696.7	911.7	2,362.4	2,226.6	683.6
Marina Suroeste	3,575.5	7,545.8	1,508.7	866.9	3,484.8
Norte	31,666.9	20,713.1	5,373.0	3,186.9	10,139.7
Sur	2,056.9	2,721.7	722.0	484.2	1,008.0
2P	206,325.3	230,759.2	22,983.5	16,475.5	30,606.6
Marina Noreste	69,568.8	26,701.5	8,374.3	7,701.9	3,265.2
Marina Suroeste	24,236.7	35,533.5	3,736.0	2,308.9	7,550.0
Norte	74,170.0	95,953.4	6,893.2	4,047.5	13,452.9
Sur	38,349.8	72,570.8	3,980.0	2,417.1	6,338.5
Posibles	58,560.3	53,520.2	14,421.3	9,349.7	24,283.0
Marina Noreste	9,025.3	1,471.1	3,157.6	3,057.3	585.4
Marina Suroeste	5,102.0	11,501.5	2,264.7	1,145.8	5,858.7
Norte	42,145.5	36,186.2	8,018.1	4,515.4	16,337.3
Sur	2,287.5	4,361.5	981.0	631.2	1,501.6

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

Cuadro A5

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo		
			equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	78,594.0	28,172.6	11,531.9	10,759.2	3,850.6
Cantarell	38,765.5	18,022.3	4,971.9	4,587.6	1,882.5
Ku-Maloob-Zaap	39,828.5	10,150.3	6,560.0	6,171.6	1,968.1
Probadas	63,872.1	25,789.8	6,011.9	5,475.3	2,581.6
Cantarell	37,562.9	17,565.3	2,114.7	1,875.8	1,160.3
Ku-Maloob-Zaap	26,309.2	8,224.5	3,897.2	3,599.5	1,421.3
Probables	5,696.7	911.7	2,362.4	2,226.6	683.6
Cantarell	599.3	142.5	1,407.5	1,315.9	454.0
Ku-Maloob-Zaap	5,097.3	769.3	954.9	910.7	229.7
2P	69,568.8	26,701.5	8,374.3	7,701.9	3,265.2
Cantarell	38,162.2	17,707.8	3,522.2	3,191.8	1,614.2
Ku-Maloob-Zaap	31,406.5	8,993.7	4,852.1	4,510.1	1,650.9
Posibles	9,025.3	1,471.1	3,157.6	3,057.3	585.4
Cantarell	603.3	314.6	1,449.7	1,395.8	268.3
Ku-Maloob-Zaap	8,422.0	1,156.5	1,707.9	1,661.4	317.1

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 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo		
			equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Total (3P)	29,338.8	47,035.0	6,000.7	3,454.8	13,408.7
Abkatún-Pol-Chuc	17,561.5	17,421.2	1,442.8	1,127.2	1,727.0
Litoral de Tabasco	11,777.2	29,613.7	4,557.9	2,327.6	11,681.8
Probadas	20,661.3	27,987.7	2,227.3	1,442.1	4,065.3
Abkatún-Pol-Chuc	15,292.9	16,215.6	820.3	613.2	1,128.4
Litoral de Tabasco	5,368.3	11,772.1	1,407.0	828.9	2,936.8
Probables	3,575.5	7,545.8	1,508.7	866.9	3,484.8
Abkatún-Pol-Chuc	1,075.2	874.9	379.3	314.8	348.1
Litoral de Tabasco	2,500.2	6,670.9	1,129.4	552.1	3,136.7
2P	24,236.7	35,533.5	3,736.0	2,308.9	7,550.0
Abkatún-Pol-Chuc	16,368.2	17,090.6	1,199.6	928.0	1,476.5
Litoral de Tabasco	7,868.6	18,443.0	2,536.4	1,380.9	6,073.5
Posibles	5,102.0	11,501.5	2,264.7	1,145.8	5,858.7
Abkatún-Pol-Chuc	1,193.4	330.7	243.2	199.2	250.5
Litoral de Tabasco	3,908.7	11,170.8	2,021.4	946.7	5,608.2

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 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo		Gas natural
			crudo	Crudo	
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	116,315.5	132,139.5	14,911.3	8,562.9	29,790.2
Aceite Terciario del Golfc	81,492.4	43,052.4	12,294.5	7,493.8	21,944.0
Burgos	332.9	27,519.8	859.1	20.6	4,248.2
Poza Rica-Altamira	33,189.4	54,657.6	1,508.2	943.8	2,853.1
Veracruz	1,300.7	6,909.8	249.5	104.7	744.9
Probadas	42,503.1	75,240.3	1,520.2	860.6	3,313.2
Aceite Terciario del Golfc	13,494.5	6,838.4	801.5	601.9	950.8
Burgos	159.7	20,461.2	319.0	7.8	1,536.3
Poza Rica-Altamira	27,548.1	41,045.4	233.9	196.5	246.9
Veracruz	1,300.7	6,895.4	165.7	54.4	579.2
Probables	31,666.9	20,713.1	5,373.0	3,186.9	10,139.7
Aceite Terciario del Golfc	30,572.6	15,495.7	4,991.3	3,048.4	8,857.6
Burgos	48.1	2,466.4	223.2	4.9	1,102.8
Poza Rica-Altamira	1,046.3	2,749.4	118.0	107.2	108.1
Veracruz	0.0	1.7	40.5	26.4	71.2
2P	74,170.0	95,953.4	6,893.2	4,047.5	13,452.9
Aceite Terciario del Golfc	44,067.1	22,334.0	5,792.8	3,650.3	9,808.4
Burgos	207.8	22,927.5	542.2	12.7	2,639.1
Poza Rica-Altamira	28,594.4	43,794.7	351.9	303.7	355.0
Veracruz	1,300.7	6,897.1	206.3	80.8	650.3
Posibles	42,145.5	36,186.2	8,018.1	4,515.4	16,337.3
Aceite Terciario del Golfc	37,425.3	20,718.3	6,501.6	3,843.5	12,135.6
Burgos	125.1	4,592.2	316.9	7.8	1,609.0
Poza Rica-Altamira	4,595.0	10,862.9	1,156.3	640.1	2,498.0
Veracruz	0.0	12.8	43.2	23.9	94.6

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

Cuadro A8

Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias					
Reservas de hidrocarburos de la Región Sur al 1 de enero de 2015					
	Volumen original		Reserva remanente de hidrocarburos		
	Crudo	Gas natural	Petróleo crudo equivalente	Crudo	Gas natural
	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Totales (3P)	40,637.3	76,932.3	4,961.0	3,048.4	7,840.1
Bellota-Jujo	13,465.5	17,608.0	1,693.1	1,152.9	2,126.5
Cinco Presidentes	7,333.2	6,731.6	414.4	327.7	481.6
Macuspana-Muspac	6,225.0	30,421.9	647.8	219.9	1,884.4
Samaria-Luna	13,613.6	22,170.8	2,205.6	1,347.8	3,347.7
Probadas	36,292.9	69,849.1	3,258.0	1,933.0	5,330.5
Bellota-Jujo	11,890.6	15,774.4	1,197.3	786.6	1,616.7
Cinco Presidentes	7,111.2	6,429.4	238.0	188.6	262.4
Macuspana-Muspac	5,673.9	28,244.2	318.8	82.6	1,029.6
Samaria-Luna	11,617.3	19,401.1	1,504.0	875.2	2,421.8
Probables	2,056.9	2,721.7	722.0	484.2	1,008.0
Bellota-Jujo	1,227.1	1,365.1	294.0	218.6	294.8
Cinco Presidentes	64.0	117.2	76.9	61.3	87.3
Macuspana-Muspac	268.4	901.9	116.6	56.0	283.2
Samaria-Luna	497.4	337.5	234.5	148.3	342.7
2P	38,349.8	72,570.8	3,980.0	2,417.1	6,338.5
Bellota-Jujo	13,117.7	17,139.5	1,491.3	1,005.2	1,911.5
Cinco Presidentes	7,175.2	6,546.6	314.9	249.9	349.8
Macuspana-Muspac	5,942.3	29,146.0	435.3	138.5	1,312.8
Samaria-Luna	12,114.6	19,738.7	1,738.5	1,023.5	2,764.5
Posibles	2,287.5	4,361.5	981.0	631.2	1,501.6
Bellota-Jujo	347.9	468.5	201.8	147.8	215.0
Cinco Presidentes	158.0	185.0	99.5	77.8	131.8
Macuspana-Muspac	282.7	1,275.9	212.5	81.3	571.6
Samaria-Luna	1,499.0	2,432.1	467.2	324.3	583.3

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 envíe un correo a www.ri.pemex.com.
Si desea contactarnos, favor de llamar al (52 55) 1944-9700, (52 55) 1944-9702, (52 55) 1944-8015 o mandar un correo a ri@pemex.com:

Síguenos en: @PEMEX_RI



Julio Valle Pereña
julio.alberto.valle@pemex.com
Mariana López Martínez
mariana.lopezm@pemex.com

Ana Lourdes Benavides Escobar
ana.lourdes.benavides@pemex.com
Alejandro López Mendoza
alejandrolopezm@pemex.com

Lucero Angélica Medina González
lucero.angelica.medina@pemex.com

Robert Andrew Berg González
robert.andrew.berg@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 de los estados financieros consolidados incluidos en el Reporte Anual 2012 registrado ante la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), o la Forma 20-F 2012 registrada ante la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

El EBITDA es una medida no contemplada en las NIIF.

La información presupuestal está elaborada conforme a las Normas Gubernamentales, por lo que no incluye a las compañías subsidiarias ni empresas filiales de Petróleos Mexicanos.

Es importante mencionar que los contratos de crédito vigentes no incluyen compromisos financieros o causales de incumplimiento que podrían originarse como resultado del patrimonio negativo.

Metodología

La metodología de la información publicada podría modificarse con la finalidad de mejorar su calidad, uso y/o para ajustarse a estándares internacionales y mejores prácticas.

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 de cierre prevaeciente para el periodo en cuestión, a menos de que se indique lo contrario. Derivado de la volatilidad de los mercados, la diferencia entre el tipo de cambio promedio, el tipo de cambio al cierre, el tipo de cambio spot o cualquier otro tipo de cambio podría ser material. 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. Es importante mencionar que, tanto nuestros estados financieros consolidados como nuestros registros contables, se encuentran en pesos. Al 31 de diciembre de 2014, el tipo de cambio utilizado es de MXN 14.7180 = USD 1.00.

Régimen fiscal

El Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS) aplicable a gasolinas y diésel de uso automotriz se establece en la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios. Si el "precio al público" es mayor que el "precio productor", el IEPS lo paga el consumidor final. En el caso contrario, el IEPS lo ha absorbido la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y lo ha acreditado a PEMEX. En este segundo caso, también llamado "IEPS negativo", el monto acreditado se ha incluido en "Otros ingresos (egresos)" en los Estados de resultados.

A partir del 1 de enero de 2015, el régimen fiscal de Petróleos Mexicanos se establece en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Desde el 1 de enero de 2006 y hasta el 31 de diciembre de 2014, el esquema de contribuciones de Pemex – Exploración y Producción fue establecido en la Ley Federal de Derechos, y el del resto de los Organismos Subsidiarios, con la Ley de Ingresos de la Federación correspondiente.

El "precio productor" de gasolinas y diésel para uso automotriz aplicable a PEMEX está referenciado al de una refinería eficiente en el Golfo de México. La regulación sobre precios máximos de gasolinas y diésel al público hasta el 31 de diciembre de 2017, será establecida mediante acuerdo por el Gobierno Federal, y deberá considerar las diferencias relativas por costos de transporte entre regiones, la inflación y la volatilidad de los precios internacionales de estos productos, entre otras cuestiones. A partir del 1 de enero de 2018, los precios de gasolinas y diésel al público serán determinados bajo condiciones de mercado. De cualquier forma la Comisión Federal de Competencia Económica, con base en la existencia de condiciones de competencia efectiva, podrá emitir una declaratoria para que los precios empiecen a ser determinados bajo condiciones de mercado antes del 2018.

Reservas de hidrocarburos

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) establecerá y administrará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, integrado por un sistema para recabar, acopiar, resguardar, administrar, usar, analizar, mantener actualizada y publicar la información y estadística relativa a, entre otros, las reservas, incluyendo la información de reportes de estimación y estudios de evaluación o cuantificación y certificación.

Al 1 de enero de 2010 la SEC modificó sus lineamientos y ahora permite que se revelen 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 lectores son invitados a considerar cuidadosamente las revelaciones contenidas en el Reporte Anual registrado ante la CNBV y en la Forma 20-F registrado ante la SEC, ambos disponibles en www.pemex.com.

Proyecciones a futuro

Este documento contiene proyecciones a futuro, las cuales se pueden realizar en forma oral o escrita en los reportes periódicos de Petróleos Mexicanos a la CNBV y a la SEC; en las declaraciones, en memorándum de venta y prospectos; en publicaciones y otros materiales escritos; y en declaraciones verbales a terceros realizadas por los directores o empleados de PEMEX. Pueden incluirse proyecciones a futuro que describan, entre otras:

- actividades de exploración y producción, incluyendo perforación;
- actividades relacionadas con importación, exportación, refinación, petroquímicos y transporte de petróleo crudo, gas natural, petrolíferos y otros hidrocarburos;
- proyecciones y objetivos de inversión, ingresos y costos, compromisos; y
- liquidez y fuentes de financiamiento.

Los resultados pueden diferir materialmente de aquellos proyectados como resultado de factores fuera del control de PEMEX. Estos factores pueden incluir, mas no están limitados a:

- cambios en los precios internacionales del crudo y gas natural;
- efectos por competencia, incluyendo la habilidad de PEMEX para contratar y retener personal talentoso;
- limitaciones en el acceso a recursos financieros en términos competitivos;
- la habilidad de PEMEX para encontrar, adquirir o ganar acceso a reservas adicionales de hidrocarburos y a desarrollar reservas;
- incertidumbres inherentes a la elaboración de estimaciones de reservas de crudo y gas, incluyendo aquellas descubiertas recientemente;
- dificultades técnicas;
- desarrollos significativos en la economía global;
- eventos significativos en México de tipo político o económico, incluyendo posibles acontecimientos relacionados a la implementación del Decreto de la Reforma Energética (como se describe en el Reporte Anual y Forma 20-F más reciente);
- desarrollo de eventos que afecten el sector energético y;
- cambios en el marco legal y regulatorio, incluyendo regulación fiscal y ambiental.

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 PEMEX no tiene 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, S.A.B. de C.V. (www.bmv.com.mx) y en la versión más reciente de la Forma 20-F de Petróleos Mexicanos registrada ante la SEC (disponible en www.sec.gov). Estos factores pueden provocar que los resultados realizados difieran materialmente de cualquier proyección.