

## Distribución de las reservas de hidrocarburos

Como todos los años, Pemex Exploración y Producción realiza evaluaciones de reservas debido a que éstas no son cifras estáticas y presentan variaciones originadas por la incorporación de información adicional y por las condiciones de operación de los campos. Por consiguiente, la precisión de las reservas depende de la cantidad y calidad de los datos disponibles, así como también del proceso interpretativo asociado a esta información.

En los últimos años, las estimaciones de reservas y su clasificación ha sido impactada por el desarrollo de nuevas tecnologías que han permitido mejorar el proceso de evaluación de reservas que emplea diferentes fuentes de información. Esta forma de trabajo permite la incorporación de información nueva, que es usada para revisar, o actualizar, estimaciones de reservas de aceite y/o gas. Ejemplos de lo anterior son la actualización de las reservas de un campo por la extracción de aceite y/o gas, o la modificación de la reserva, por el cambio del comportamiento presión-producción de un yacimiento; o también la reinterpretación del modelo geológico por la obtención de nuevos datos adquiridos durante la perforación y terminación de pozos de desarrollo.

Conviene mencionar que las evaluaciones de reservas realizadas por especialistas de Pemex Exploración y Producción se ejecutaron de acuerdo a estricto apego y cumplimiento a las normas internacionales vigentes. Para el caso de las reservas probadas las estimaciones se realizaron en base a las regulaciones emitidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo que regula los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de América. Mientras que para las reservas probables y posibles,

se han tomado como referencia los lineamientos emitidos por el *Petroleum Resources Management System* (PRMS), organismo que integra a la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), ambas entidades (SEC y PRMS) son organizaciones internacionales de amplia experiencia internacional en la exploración y producción de hidrocarburos.

De acuerdo a lo anterior, en este capítulo se presenta el análisis de las principales variaciones de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos en las categorías probadas, probables y posibles, tanto en un contexto regional y a nivel activo. El análisis de las variaciones de reservas se realizó para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Asimismo, y debido a que las incorporaciones exploratorias, en sus diferentes categorías, son una componente de las variaciones observadas durante el año 2013, también fueron incluidas en el análisis.

### 5.1 Región Marina Noreste

Esta región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, constituida por parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México, cubre una superficie aproximada de 189,056 kilómetros cuadrados, ubicada en las aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 5.1 muestra la localización geográfica de la Región Marina Noreste.



Figura 5.1 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

La Región Marina Noreste se conforma por dos activos de producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, que tienen como objetivo la administración de los yacimientos desde las etapas de incorporación y reclasificación de reservas, hasta la de producción y abandono de los campos.

Uno de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos es la incorporación de reservas de hidrocarburos con las cuales se reponen los volúmenes de hidrocarburos extraídos de los campos en producción. Durante 2013, en la Región Marina Noreste se hicieron revisiones al comportamiento dinámico de algunos campos para incorporar volúmenes adicionales de hidrocarburos, además de los descubrimientos del campo Mene y el yacimiento Eoceno del campo Chac.

A la fecha de evaluación, 1 de enero de 2014, la Región Marina Noreste administra 29 campos con reservas remanentes, siendo 15 los que mostraron producción

a lo largo del año 2013, de ellos 10 en el Activo de Producción Cantarell y 5 del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2013 fue de 475.8 millones de barriles de aceite y 515.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos representan el 51.7 y 22.2 por ciento de la producción nacional de aceite y gas respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2014 son Után, en Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Mene, Nab, Numan, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha, en Ku-Maloob-Zaap.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2013, fue de 1,303.3 miles de barriles de aceite y 1,412.2 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Zaap del complejo Ku-Maloob-Zaap, el que se comportó como el más importante del país, al aportar 299.0 mil barriles de aceite diarios y 107.8 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, esto se consiguió al continuar con

las acciones consideradas dentro del plan de explotación del campo. Con base en lo anterior, se prevé que durante al año 2014, la Región Marina Noreste continuará siendo la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

### 5.1.1 Evolución de los volúmenes originales

Las variaciones en volúmenes originales de aceite crudo y gas natural en los últimos tres años, para la Región Marina Noreste, en sus diferentes categorías, se muestran en el cuadro 5.1.

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite de la región corresponde a 63,360.9 millones de barriles, lo cual refleja un incremento de 419.2 millones de barriles resultado de la actualización del modelo geológico de campos, siendo los más importantes Ku en su yacimiento BKS y Akal en el horizonte del Eoceno, la región contribuye con el 39.2 por ciento del volumen nacional en dicha categoría.

A nivel activo de producción, Cantarell concentra 37,579.7 millones de barriles de aceite, lo que significa 59.3 por ciento del total regional; esto implica

un incremento de 73.7 millones de barriles, por la actualizaciones del modelo geológico del campo Akal yacimiento Eoceno y Balam BKS; mientras que Ku-Maloob-Zaap, cuenta con 25,781.2 millones de barriles de aceite, que representan 40.7 por ciento restante, el aumento de 345.4 millones de barriles se origina por el nuevo modelo geológico-petrofísico del campo Ku en el yacimiento BKS. En a la categoría probable se tiene un valor de 6,388.8 millones de barriles, que representan 13.4 por ciento del total nacional en esta categoría. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap posee 5,531.3 millones de barriles, equivalentes a 86.6 por ciento de la región; mientras que el Activo de Producción Cantarell reporta 857.5 millones de barriles, que representan el 13.4 por ciento restante. En lo que respecta al volumen original posible de aceite, también se incrementó con relación al dato al 1 de enero de 2013, alcanzando 9,096.2 millones de barriles, equivalentes al 16.1 por ciento del volumen nacional, como resultado de la actualización del modelo estático del campo Chapabil y el descubrimiento del yacimiento Eoceno del campo Chac, el Activo de Producción Cantarell contiene 603.3 millones de barriles en sus campos mientras que los del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap almacenan 8,492.9 millones de barriles de crudo.

*Cuadro 5.1 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.*

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>76,769.1</b>	<b>27,939.4</b>
	Probado	62,203.2	25,603.5
	Probable	5,739.8	973.1
	Posible	8,826.2	1,362.8
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>77,848.8</b>	<b>28,178.5</b>
	Probado	62,941.7	25,621.5
	Probable	6,064.2	1,107.4
	Posible	8,842.9	1,449.6
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>78,845.8</b>	<b>28,457.8</b>
	Probado	63,360.9	25,818.9
	Probable	6,388.8	1,159.5
	Posible	9,096.2	1,479.3

El volumen original probado de gas natural de la Región Marina Noreste registró 25,818.9 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2014, el valor corresponde con el 13.1 por ciento del total nacional, el aumento de 197.5 miles de millones de pies cúbicos, se originó por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Ku principalmente; el Activo de Producción Cantarell contribuye con 17,664.6 miles de millones de pies cúbicos que se manifiestan como el 68.4 por ciento del total regional, mientras que la aportación del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es 8,154.4 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 31.6 por ciento restante.

En la categoría de reserva probable, se tiene un dato de 1,159.5 miles de millones de pies, observándose un incremento de 52.1 miles de millones de pies cúbicos, respecto a lo reportado en la evaluación previa. La mayor parte del volumen pertenece al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con el 70.7 por ciento, el Activo de Producción Cantarell aporta el 29.3 por ciento restante. Mientras que para la categoría posible, el gas natural asciende a 1,479.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, con un incremento de 29.8 miles de millones de pies cúbicos con relación al dato del 1 de enero de 2013, resultado de la inclusión del yacimiento Eoceno del campo Chac y el nuevo modelo geológico campo Chapabil; el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap contiene 78.7 por ciento del regional, mientras que Cantarell contribuye con el 21.3 por ciento complementario.

### 5.1.2 Evolución de las reservas

El valor de reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2014 es de 5,476.9 millones de barriles y representa 55.8 por ciento de la reserva probada total nacional; mientras que, para el gas natural, el dato es 2,710.0 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes al 16.4 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. El comportamiento que han tenido las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los últimos tres años se muestra en las figuras 5.2 y 5.3.

Por otra parte, considerando la densidad del crudo, las reservas de aceite crudo pueden dividirse de la siguiente manera, 5,383.7 millones de barriles de aceite pesado, equivalentes a un 98.3 por ciento del total, mientras que el 1.7 por ciento restante, se compone por 93.2 millones de aceite ligero. Para el gas natural, en la región se tienen 2,695.5 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, que representan 99.5 por ciento del total y 14.4 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado, con el 0.5 por ciento del total probado de la región.

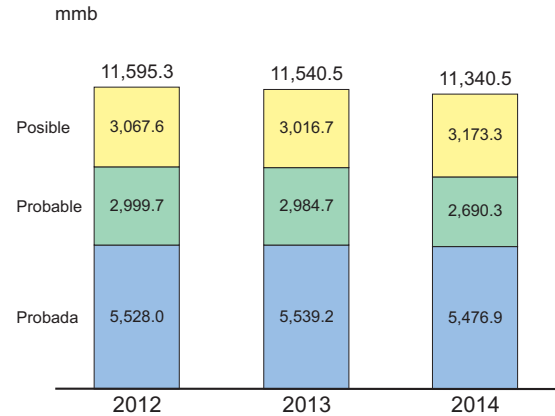


Figura 5.2 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

Del inventario de reservas probables y posibles de aceite crudo se han determinado 2,690.3 y 3173.3 millones de barriles, equivalentes al 34.5 y 27.2 por ciento del total nacional en estas categorías, así mismo para el gas natural se tienen 884.4 y 683.7 miles de millones de pies cúbicos que representan el 5.3 y 2.6 por ciento del valor de las reservas.

Con base en los datos previos, se han calculado valores de reserva 2P de 8,167.2 millones de barriles de aceite crudo y 3,594.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 46.4 y 10.8 por ciento del total nacional respectivamente, finalmente dentro de la categoría 3P la Región Marina Noreste cuenta con 11,340.5 millones de barriles

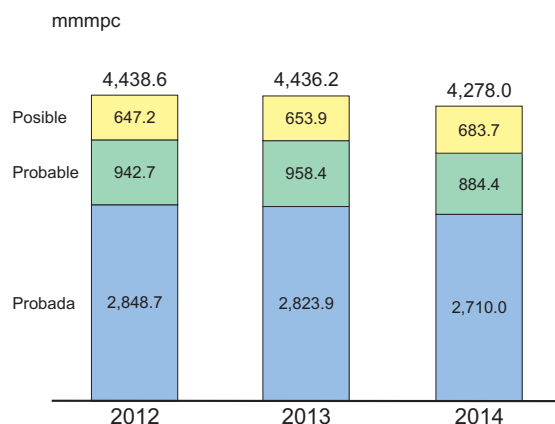


Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

de aceite crudo y 4,278.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 38.7 y 7.2 por ciento del valor total, respectivamente. El cuadro 5.2 presenta la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural, a nivel activo.

Al 1 de enero de 2014, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,251.3 y 1,225.6 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se tienen 2,285.0 y 425.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

### Aceite crudo y gas natural

A la fecha de evaluación, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 5,476.9 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concentra en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 3,526.0 millones de barriles, equivalentes a 64.4 por ciento regional, en tanto que, el Activo de Producción Cantarell registra 1,950.9 millones de barriles que representan el 35.6 por ciento restante.

En esta categoría se observó una disminución de 62.3 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013, aunque se tuvieron campos que reclasificaron

reservas de probables a probadas debido al desarrollo de los mismos, tal es el caso del campo Maloob y al buen comportamiento observado para los campos Ek y Balam, esto no pudo subsanar la disminución en la reserva debida a la producción del periodo aunada a la reducción ocasionada por las revisiones en el comportamiento dinámico de los campos Kutz y Sihil.

Los tres campos con el mayor volumen de reserva son Akal, Maloob y Zaap con una suma de 3,866.7 millones de barriles, equivalente al 70.6 por ciento de la reserva probada de aceite de la región.

Para el gas natural a nivel regional, se observa un comportamiento similar al del aceite crudo, disminuyó en 113.9 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior, esto se originó por producir un volumen mayor al que fue recategorizado, de reserva probable a probada, los campos que tuvieron la disminución mayor, ocasionada por revisión en su comportamiento de presión-producción, son Kutz y Sihil.

A nivel activo de producción, el que reúne la mayor cantidad de reserva es Ku-Maloob-Zaap con el 54.1 por ciento, mientras que en Cantarell se localiza el 45.9 por ciento restante.

*Cuadro 5.2 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Noreste.*

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1P</b>	<b>5,383.7</b>	<b>93.2</b>	<b>0.0</b>	<b>2,695.5</b>	<b>14.4</b>
Cantarell	1,857.7	93.2	0.0	1,229.5	14.4
Ku-Maloob-Zaap	3,526.0	0.0	0.0	1,466.0	0.0
<b>2P</b>	<b>8,011.3</b>	<b>155.9</b>	<b>0.0</b>	<b>3,578.5</b>	<b>15.9</b>
Cantarell	3,221.1	155.9	0.0	1,744.9	15.9
Ku-Maloob-Zaap	4,790.2	0.0	0.0	1,833.6	0.0
<b>3P</b>	<b>11,184.6</b>	<b>155.9</b>	<b>0.0</b>	<b>4,220.3</b>	<b>57.8</b>
Cantarell	4,716.6	155.9	0.0	2,030.2	57.8
Ku-Maloob-Zaap	6,468.0	0.0	0.0	2,190.1	0.0

En lo referente a los datos de la reserva probable de aceite, al 1 de enero del presente año se observó una reducción de 294.4 millones de barriles de aceite, es decir 9.9 por ciento menos que el año previo. El campo que tuvo el incremento mayor en su reserva fue Zaap, con 80.8 millones de barriles de aceite, derivado del buen comportamiento que se observa por la inyección de Nitrógeno como mantenimiento de presión, por otro lado en el camp Maloob se observó la mayor reducción de volumen con 293.7 millones de barriles de aceite.

El gas natural probable de la región al 1 de enero de 2014, disminuyó en 74.0 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2013, situándose en 884.4 miles de millones de pies cúbicos. El campo que observó el mayor incremento de reserva que Zaap con 34.5 miles de millones de pies cúbicos, siendo el campo Maloob, el que presentó la mayor disminución con una reducción de 87.3 miles de millones de pies cúbicos. A nivel activo, Cantarell contiene el 58.4 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el remanente de 41.6.

En lo que respecta a la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2014, ésta registra un incremento de 156.6 millones de barriles de con respecto al año previo. Los campos con un aumento mayor son Cha-

pabil debido a la revisión del modelo geológico y Zaap por el cambio en el programa de explotación del campo, los incrementos de ambos campos suman 139.9 millones de barriles de aceite, el resto de los campos no presentan variaciones significativas en su valor de reserva. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra el 52.9 por ciento de la reserva posible de la región, mientras el Activo de Producción Cantarell participa con el 47.1 por ciento.

Mientras que para el gas natural posible se presenta un incremento de 29.8 miles de millones de pies cúbicos respecto al periodo anterior, alcanzando 683.7 miles de millones de pies cúbicos, a la fecha de evaluación. El campo que presentó el mayor aumento en su valor de reserva fue Zaap con 15.5 miles de millones de pies cúbicos, el resto de los campos no tuvo variaciones significativas. Finalmente, el cuadro 5.3 presenta las reservas de gas natural por activo estimadas al 1 de enero de 2014 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

### Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2014 de la Región Marina Noreste asciende a 6,049.9 millones de

*Cuadro 5.3 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2014.*

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>Probada</b>		<b>2,710.0</b>	<b>2,137.3</b>	<b>1,739.1</b>
	Cantarell	1,244.0	953.0	776.9
	Ku-Maloob-Zaap	1,466.0	1,184.3	962.1
<b>Probable</b>		<b>884.4</b>	<b>662.8</b>	<b>538.7</b>
	Cantarell	516.8	375.5	305.3
	Ku-Maloob-Zaap	367.6	287.3	233.4
<b>Posible</b>		<b>683.7</b>	<b>476.3</b>	<b>394.8</b>
	Cantarell	327.2	264.7	222.9
	Ku-Maloob-Zaap	356.5	211.5	171.8

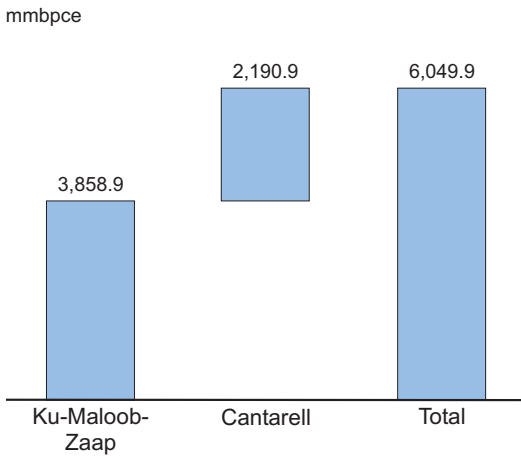


Figura 5.4 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

barriles de petróleo crudo equivalente, y corresponde al 45.0 por ciento del total nacional, al comparar este dato con el reportado al 1 de enero de 2013, éste registra una reducción en 114.0 millones de barriles. Los campos que tuvieron los mayores incrementos son Maloob y Ek con 196.4 y 32.5 millones de barriles respectivamente, en el aspecto de las disminuciones, el campo Akal muestra un decremento de 115.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La figura 5.4 muestra la distribución de reservas probadas por activo, en donde Ku-Maloob-Zaap representa el 63.8 por ciento, en tanto Cantarell contiene el 36.2 por ciento.

Para la categoría probable de petróleo crudo equivalente a la fecha de evaluación se registra un decremento de 323.5 millones de barriles, como resultado de la reclasificación de reservas probables a probadas de los campos Ek y Maloob principalmente, resultando en un valor de 2,865.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa el 25.2 por ciento del total nacional. En la figura 5.5 se muestra la distribución de la reserva por activo, siendo el Activo de Producción Cantarell en donde se concentra la mayor parte del volumen regional con 53.1 por ciento, mientras que el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap almacena el 46.9 restante.

La reserva posible la Región Marina Noreste, cuantifica 3,295.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año, que representa el 19.0 por ciento del total nacional. En la figura 5.6 se observa la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente para cada uno de los activos que conforman la región, observándose que el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra la mayoría del volumen con un 52.7 por ciento. Para la fecha de evaluación, se tuvo un aumento del orden de 158.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, generado por la revisión del modelo geológico de Chapabil y una nueva propuesta para el desarrollo del campo Zaap, el beneficio esperado

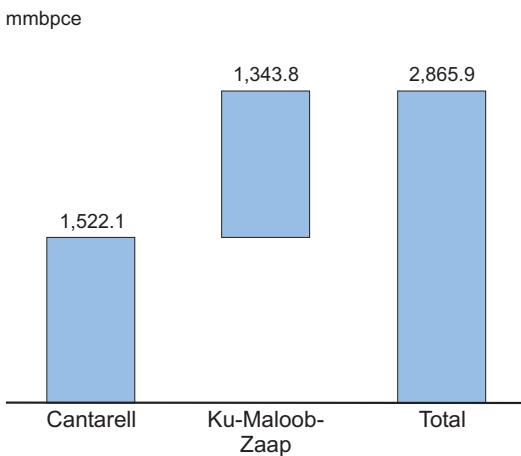


Figura 5.5 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

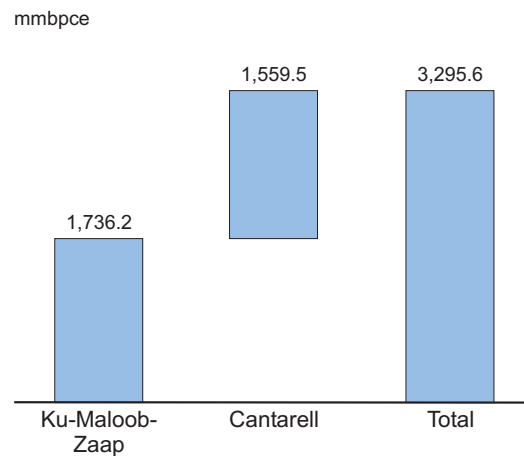


Figura 5.6 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

para ambos campos es de 145.8 millones de barriles de aceite crudo equivalente, no se tuvieron disminuciones importantes en esta categoría para los campos de la región. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva total o 3P de la región presenta un decremento de 279.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,211.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, concentrando 29.0 por ciento del total nacional. La figura 5.7 presenta la constitución de la reserva 3P a nivel regional.

### Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Noreste es de 11.6 años considerando como constante la producción registrada durante 2013 de 519.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Al realizar un ejercicio similar para la reserva probada más probable (2P), la relación reserva-producción asciende a 17.2 años, finalmente para la reserva (3P) la relación mencionada es 23.5 años.

A nivel activo, Ku-Maloob-Zaap durante el año 2013 tuvo una producción de 348.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, empleando este valor, se estima una relación reserva-producción de 11.1 años; mientras que para Cantarell la relación resulta de 12.8 años, suponiendo contante la producción

del año 2013, 171.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para las otras categorías de reservas, la relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es de 14.9 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 19.9 años. El Activo de Producción Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 21.7 años. Para las reservas totales (3P), la relación reserva-producción se incrementa a 30.8 años.

Es importante mencionar que durante el año 2013, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap se colocó como el primer productor de aceite a nivel nacional con una producción de 954.4 miles de barriles de petróleo crudo equivalente diarios.

### Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas de la Región Marina Noreste, en función del tipo de fluido se muestra en el cuadro 5.4, ésta comprende del 1 de enero de 2012 al 1 de enero de 2014. Se observa que la reserva probada de 6,049.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se constituye por 90.5 por ciento de aceite crudo, 1.2 por ciento de condensado, 2.8

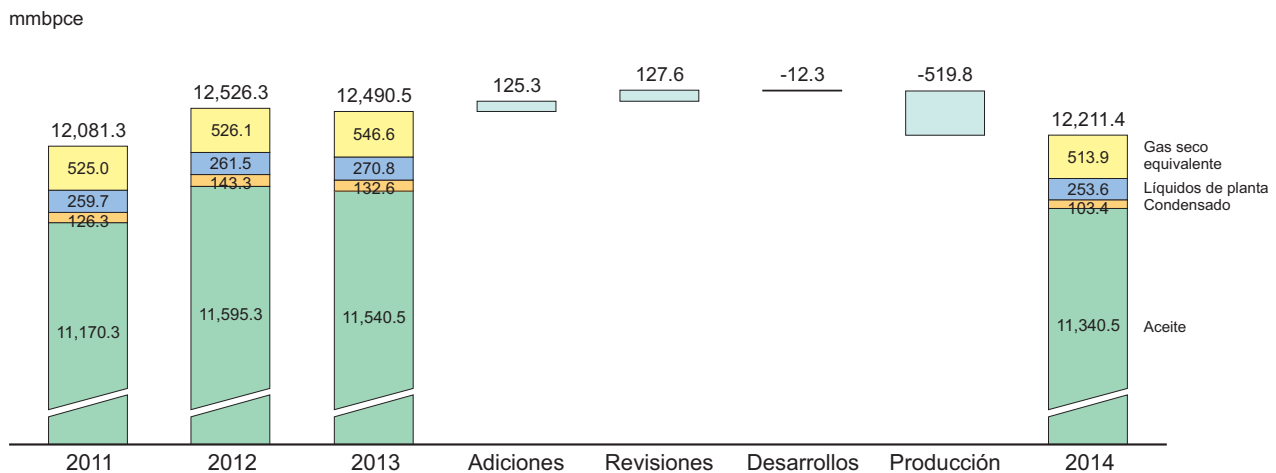


Figura 5.7 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.



Cuadro 5.4 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>11,595.3</b>	<b>143.3</b>	<b>261.5</b>	<b>526.1</b>	<b>12,526.3</b>
	Probada	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4
	Probable	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6
	Posible	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>11,540.5</b>	<b>132.6</b>	<b>270.8</b>	<b>546.6</b>	<b>12,490.5</b>
	Probada	5,539.2	90.2	178.6	355.9	6,163.9
	Probable	2,984.7	28.7	59.0	117.0	3,189.4
	Posible	3,016.7	13.7	33.2	73.7	3,137.2
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>11,340.5</b>	<b>103.4</b>	<b>253.6</b>	<b>513.9</b>	<b>12,211.4</b>
	Probada	5,476.9	71.3	167.3	334.4	6,049.9
	Probable	2,690.3	19.9	52.1	103.6	2,865.9
	Posible	3,173.3	12.2	34.2	75.9	3,295.6

por ciento de líquidos de planta y 5.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 2,865.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone de 93.9 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento de condensado, 1.8 por ciento de líquidos de planta y 3.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,295.6 millones de barriles y está distribuida en 96.3 por ciento de aceite crudo, 0.4 por ciento de condensado, 1.0 por ciento de líquidos de planta y 2.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

## 5.2 Región Marina Suroeste

Por su posición geográfica, esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por

la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte. La figura 5.8 presenta la ubicación geográfica de esta región.

La Región Marina Suroeste está organizada por los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión de los yacimientos a lo largo de su vida productiva. Cabe hacer notar, que estos activos también tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos además de implantar programas de incorporación de reservas y delimitación asociados a reservas ya descubiertas.

Dentro del marco estratégico nacional, la Región Marina Suroeste ha contribuido de manera sobresaliente con los objetivos que la empresa ha planteado. Esto se ha manifestado durante los últimos años a través de la reposición de hidrocarburos producidos. Los nuevos descubrimientos a nivel regional han aportado volúmenes importantes de reservas probadas, probables, y posibles poniendo de manifiesto el arduo trabajo que en la región se ha realizado. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste tiene algunos de



Figura 5.8 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.

sus campos en etapa de explotación avanzada, sin embargo, a través de los trabajos de administración de los yacimientos que integran a dichos campos se ha logrado tener mejores comportamientos en términos de presión-producción, lo cual ha sido un factor primordial para el mantenimiento de la producción, y en algunos casos lograr incrementos de cuotas de producción adicionales a las contribuciones de la puesta en producción de nuevos yacimientos.

La región administra un total de 73 campos, de los cuales, 66 registran reservas de hidrocarburos, de éstos, 27 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado, y 7 son recursos contingentes. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 37 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados. La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2013, promedió 592.9 miles de barriles y 1,327.0 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año

216.4 millones de barriles de aceite y 484.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 23.5 y 20.8 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La actividad exploratoria durante el año 2013, resultó exitosa al descubrirse el campo Miztón, en rocas de Edad Terciaria resultando productor de aceite ligero y cuya reserva 3P asciende a 86.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Así, las actividades de exploración y explotación seguirán alimentando la reposición de las reservas por medio de nuevos yacimientos, y la reclasificación de los volúmenes de los ya encontrados.

### 5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2014 es 19,962.0 millones de barriles, lo cual representa 12.4 por ciento

del volumen nacional. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene la mayor parte del volumen de la región con 14,947.7 millones de barriles de aceite, es decir, 74.9 por ciento del total. Por otro lado, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra 5,014.3 millones de barriles de aceite, o sea 25.1 por ciento del volumen regional. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 4,277.5 y 5,493.0 millones de barriles, equivalentes a 8.9 y 9.7 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 66.6 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,848.8 millones de barriles, como resultado de las actividades de exploración, desarrollo y revisión. Por otra parte, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc concentra 33.4 por ciento del volumen original probable regional, que representa 1,428.7 millones de barriles, volumen menor con respecto al año anterior básicamente por desarrollo de campos. De los 5,493.0 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 4,246.5 millones de barriles corresponden a los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, y 1,246.6 millones de barriles corresponden al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. El cuadro 5.5 ilustra

el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2012 a 2014.

Al 1 de enero de 2014, el volumen original de gas natural de la Región Marina Suroeste, es de 27,249.3 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 13.8 por ciento del total nacional. El 58.2 por ciento regional corresponde al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 15,845.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones. Adicionalmente, 11,403.7 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco, y equivalen a 41.8 por ciento de la región. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 8,072.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un incremento con respecto al año anterior originado principalmente por la revisión de campos y un nuevo yacimiento. El 84.3 por ciento del volumen original probable de la región corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco, y el 15.7 por ciento al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. Para el caso de volúmenes originales posibles, estos se ubican en 12,162.8, miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo de Producción Litoral de Tabasco engloba 97.2 por ciento del volumen original posible de la región, el 2.8 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc.

*Cuadro 5.5 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.*

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>28,719.2</b>	<b>45,224.4</b>
	Probado	19,129.1	26,222.0
	Probable	3,595.9	5,740.2
	Posible	5,994.3	13,262.2
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>29,327.9</b>	<b>48,104.4</b>
	Probado	19,401.6	26,021.3
	Probable	4,018.8	7,956.2
	Posible	5,907.4	14,126.9
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>29,732.5</b>	<b>47,484.5</b>
	Probado	19,962.0	27,249.3
	Probable	4,277.5	8,072.3
	Posible	5,493.0	12,162.8

### 5.2.2 Evolución de las reservas

La reserva 1P o probada, al 1 de enero de 2014 alcanza, 1,324.0 millones de barriles de aceite y corresponde a 13.5 por ciento de las reservas probadas del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2014 ésta es de 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, representando 26.0 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

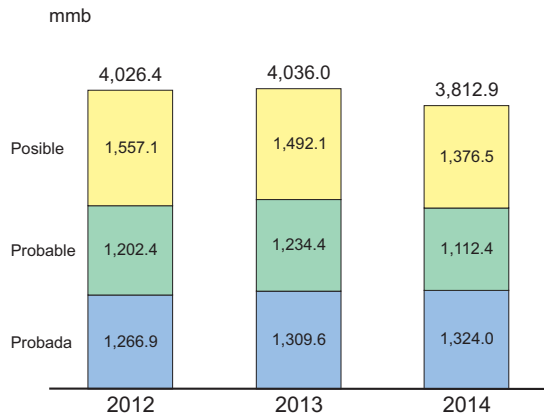


Figura 5.9 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

En las figuras 5.9 y 5.10 se presentan las variaciones de las reservas de aceite y gas natural, para los últimos tres años. En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 1,112.4 y 1,376.5 millones de barriles, contribuyendo con 14.3 y 11.7 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,436.4 y 3,812.9 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 3,814.8 y 6,485.1 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 22.8 y 24.6 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,112.9 y 14,598.1 miles de millones de pies cúbicos de gas

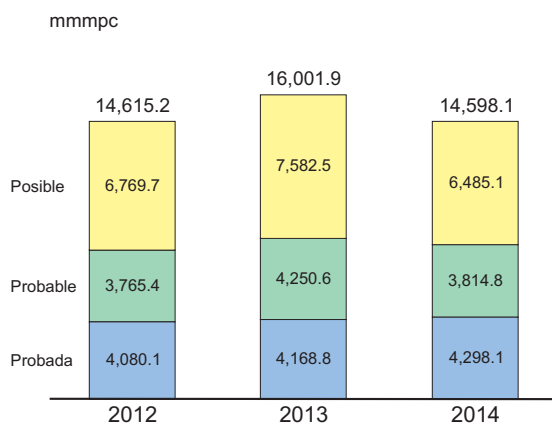


Figura 5.10 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

natural. En relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la región, éstas registran valores de 706.5 y 617.5 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,914.8 y 2,383.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite de la región es 1,324.0 millones de barriles, y está constituida, en función de su densidad, por 104.6 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 7.9 por ciento de la reserva, 807.6 millones de barriles de aceite ligero o 61.0 por ciento, y 411.8 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 31.1 por ciento. En lo referente a la reserva probada de gas natural de 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 38.7 por ciento o 1,663.7 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 61.3 por ciento de gas no asociado, equivalente a 2,634.5 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.6 presenta la composición de las reservas 2P y 3P de aceite y gas natural. Es importante señalar que el valor reportado del gas no asociado incluye las reservas de yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

### Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2014, la reserva probada de aceite, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,324.0 millones de barriles, de los cuales 554.9 millones o 41.9 por ciento se ubican en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 769.1 millones de barriles de aceite, es decir 58.1 por ciento, le corresponden al Activo de Producción Litoral de Tabasco.

A nivel regional la reserva probada de aceite tuvo un incremento neto de 230.8 millones de barriles, con respecto a la reportada el año anterior. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 223.7 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró un incremento de

Cuadro 5.6 Composición de las reservas por activo de la Región Marina Suroeste.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1P</b>	<b>104.6</b>	<b>807.6</b>	<b>411.8</b>	<b>1,663.7</b>	<b>2,634.5</b>
Abkatún-Pol-Chuc	16.2	511.2	27.5	983.0	98.7
Litoral de Tabasco	88.4	296.5	384.2	680.7	2,535.7
<b>2P</b>	<b>399.7</b>	<b>1,364.2</b>	<b>672.4</b>	<b>2,673.6</b>	<b>5,439.4</b>
Abkatún-Pol-Chuc	140.2	755.9	56.9	1,474.4	165.0
Litoral de Tabasco	259.5	608.3	615.6	1,199.2	5,274.4
<b>3P</b>	<b>747.0</b>	<b>1,969.9</b>	<b>1,095.9</b>	<b>3,886.5</b>	<b>10,711.6</b>
Abkatún-Pol-Chuc	266.0	855.7	62.4	1,718.5	197.1
Litoral de Tabasco	481.0	1,114.1	1,033.6	2,168.0	10,514.5

7.1 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013. A nivel de activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 155.9 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada 133.7 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponden 22.2 millones de barriles. Estas variaciones positivas se deben fundamentalmente a las actividades de desarrollo de campos, así como a la revisión del comportamiento presión-producción de los mismos.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2014 del Activo de Producción Litoral de Tabasco registró un incremento por 75.0 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 90.0 millones de barriles y el decremento por 15.1 millones en la probada no desarrollada. Las variaciones positivas en los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco se deben básicamente a las actividades de desarrollo de campos y revisión.

En relación a la reserva probada de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2014, se tienen 4,298.1 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 1,081.7 miles de millones de pies cúbicos en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc,

mientras que Litoral de Tabasco participa con 3,216.4 miles de millones de pies cúbicos.

La reserva probada de gas natural, reporta un incremento neto a nivel región por 613.7 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al periodo anterior. Esta variación se compone por un incremento en reserva probada desarrollada por 653.9 miles de millones de pies cúbicos y una disminución de 40.2 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada. El Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc registra un incremento en la reserva probada de 269.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica por la variación que se presentan en los conceptos de desarrollo y revisión de campos.

Para el Activo de Producción Litoral de Tabasco, la reserva probada al 1 de enero de 2014, presentó un incremento por 344.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 400.7 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación negativa por 56.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de la reserva probada no desarrollada. En particular, el incremento registrado en la categoría de reserva probada desarrollada se explica principalmente por desarrollo, y revisiones.

Al 1 de enero de 2014, la reserva probable de aceite crudo de la región, presenta un decremento de 122.0 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc registró un decremento de 156.6 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el incremento en el Activo de Producción Litoral de Tabasco por 34.6 millones de barriles, justifica la variación negativa antes citada, y es explicada básicamente por los rubros de desarrollo y revisión de campos. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2014, asciende a 1,112.4 millones de barriles.

En relación a la reserva probable de gas natural, ésta presentó un decremento de 435.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra reportada al 1 de enero del año anterior. Esta variación negativa se compone por los decrementos registrados en los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc con 341.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y en Litoral de Tabasco por 94.6 miles de millones de pies cúbicos. Los principales decrementos se dieron en los campos Abkatún, Kuil y Onel debido a la revisión y desarrollo, lo que se traduce en 297.8 miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registró un decremento

por 94.6 miles de millones de pies cúbicos, producto del desarrollo, revisión y delimitación en los campos Tsimín, Bolontikú y Xux.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2014, ascienden a 1,376.5 millones de barriles y 6,485.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación negativa por 115.6 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al periodo anterior. En esta categoría, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta un incremento por 52.0 millones de barriles, básicamente por la revisión del comportamiento presión-producción de sus campos. Adicionalmente, en esta categoría el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra un decremento por 167.6 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en los campos de Xux por delimitación, el desarrollo en Yaxché y la revisión de Kix.

En lo concerniente al inventario de la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación negativa de 1.097.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto al 1 de enero de 2013. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, registra un

*Cuadro 5.7 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2014.*

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>Probada</b>	Abkatún-Pol-Chuc	1,081.7	803.9	648.4
	Litoral de Tabasco	3,216.4	2,711.7	2,246.4
<b>Probable</b>	Abkatún-Pol-Chuc	557.7	417.2	336.6
	Litoral de Tabasco	3,257.1	2,816.6	2,453.9
<b>Posible</b>	Abkatún-Pol-Chuc	276.2	199.8	161.2
	Litoral de Tabasco	6,208.9	5,459.8	4,824.0

incremento de 180.8 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco tuvo un decremento por 1,278.1 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, ocasionado por la delimitación del campo Xux. El cuadro 5.7 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado en planta y el gas seco.

### Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2014 la reserva probada de la Región Marina Suroeste asciende a 2,168.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, este volumen representa 16.1 por ciento del total nacional. La reserva presenta una variación neta positiva que asciende a 313.1 millones de barriles. De acuerdo a la figura 5.11, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene 34.8 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 754.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 200.7 millones de barriles con respecto al año anterior. Estos incrementos básicamente se deben al desarrollo de los campos Kuil y Onel con 54.5 y 39.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones en Ixtal, Homol y Chuc con 47.3, 15.1 y 11.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Por otra parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco concentra 65.2 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente de la región, es decir, 1,414.4 millones de barriles. En el Activo de Producción Litoral de Tabasco se presentaron incrementos que totalizan 112.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por el desarrollo de los campos Kab y Tsimin que registraron en conjunto 73.6 millones de barriles.

Al 1 de enero de 2014 la reserva probable de la Región Marina Suroeste considera un volumen de 1,865.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

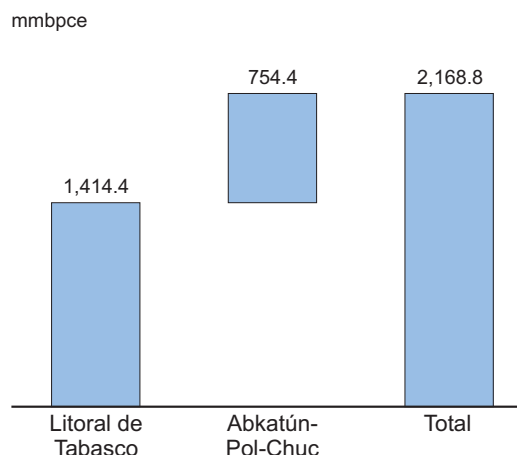


Figura 5.11 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

Este volumen representa 16.4 por ciento de las reservas del país en esta categoría. Con respecto a lo reportado al 1 de enero de 2013, este volumen de reservas muestra un decremento, esta disminución cuantifica 242.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presentaron decrementos por un total de 223.7 millones de barriles, como resultado de los desarrollos y revisiones. La restante variación negativa, se localiza básicamente en el Activo de Producción Litoral de Tabasco. La figura 5.12 presenta la distribución de las reservas a nivel activo de producción.

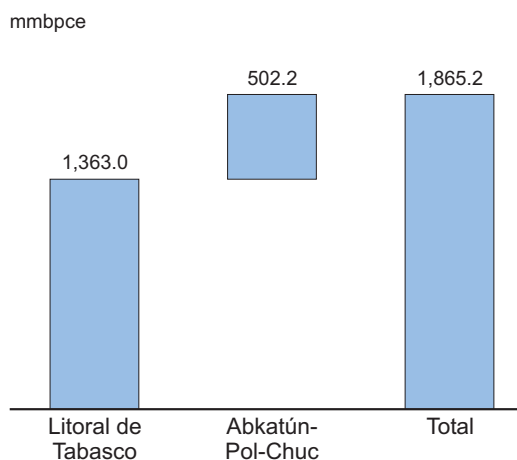


Figura 5.12 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

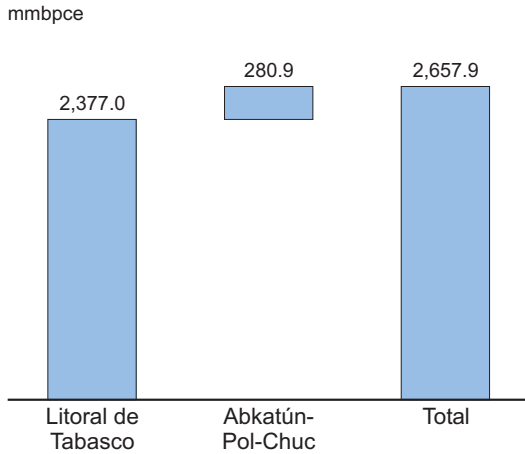


Figura 5.13 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

La reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2014, ascendió a 2,657.9 millones de barriles, como se muestra en la figura 5.13. Este volumen representa 15.3 por ciento de la cifra nacional y presenta un decremento por 407.3 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un incremento por 84.5 millones de barriles. En cuanto al Activo de Producción Litoral de Tabasco, éste registró una variación negativa que asciende a 491.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La actividad exploratoria culminó con el descubrimiento del yacimiento nuevo en el campo Miztón por 16.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente,

respectivamente. Asimismo, en los rubros de desarrollo y revisiones se tuvieron incrementos en los campos Och, Nak, Tsimín y Uech que en conjunto ascendieron a 72.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que no fueron suficientes para contrarrestar los resultados negativos por la delimitación del campo Xux. La figura 5.14 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2014.

### Relación reserva-producción

La Región Marina Suroeste presenta una relación reserva probada-producción de 7.0 años, considerando una producción constante de 309.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la reserva probada más probable o 2P, la relación resulta de 13.0 años, mientras que utilizando la reserva probada más probable más posible o 3P la relación es de 21.6 años. Utilizando la reserva probada en particular, el Activo de Producción Litoral de Tabasco presenta el mayor valor de esta relación con 8.7 años, en tanto el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta una relación con 5.2 años.

Considerando las reserva probada más probable o 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 8.6 y 17.0 años para los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente.

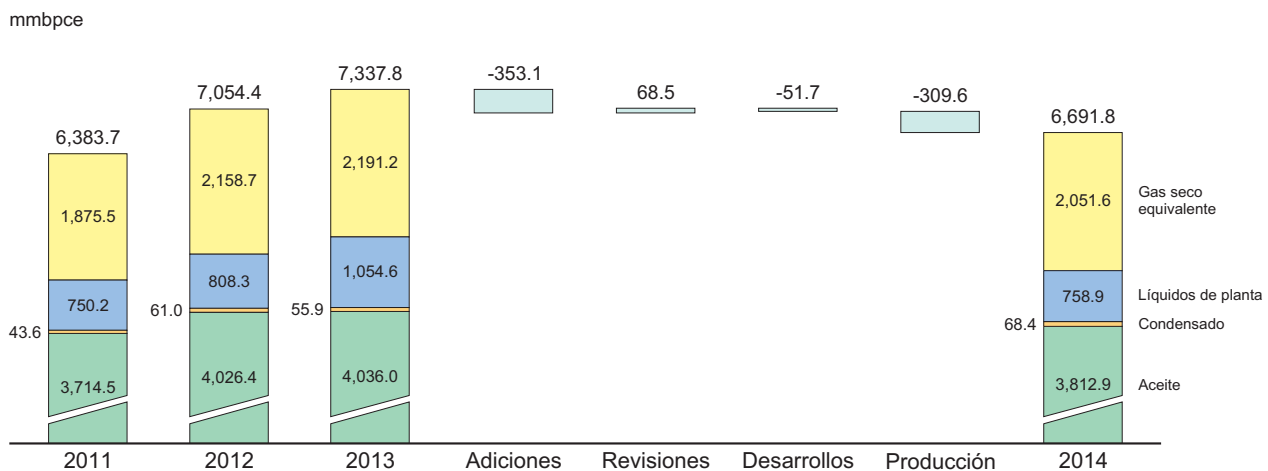


Figura 5.14 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.



Cuadro 5.8 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Suroeste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>4,026.4</b>	<b>61.0</b>	<b>808.3</b>	<b>2,158.7</b>	<b>7,054.4</b>
	Probada	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5
	Probable	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4
	Posible	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>4,036.0</b>	<b>55.9</b>	<b>1,054.6</b>	<b>2,191.2</b>	<b>7,337.8</b>
	Probada	1,309.6	17.2	289.4	549.1	2,165.3
	Probable	1,234.4	21.6	288.2	563.0	2,107.2
	Posible	1,492.1	17.1	477.0	1,079.1	3,065.2
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>3,812.9</b>	<b>68.4</b>	<b>758.9</b>	<b>2,051.6</b>	<b>6,691.8</b>
	Probada	1,324.0	23.1	265.1	556.6	2,168.8
	Probable	1,112.4	20.5	195.9	536.5	1,865.2
	Posible	1,376.5	24.9	298.0	958.5	2,657.9

En el caso de las reservas probadas más probables más posibles o 3P, las relaciones son 10.5 años para el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc y 31.5 años para Litoral de Tabasco.

### Reservas por tipo de fluido

La reserva probada remanente al cierre de 2013 es de 2,168.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 61.0 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 12.2 por ciento de líquidos de planta y 25.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

El volumen de la reserva probable, es de 1,865.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 59.6 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 10.5 por ciento de líquidos de planta y 28.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva posible, el volumen de 2,657.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está distribuido en 51.8 por ciento de aceite crudo, 0.9 por ciento de condensado, 11.2 por ciento

de líquidos de planta y 36.1 por ciento de gas seco equivalente a líquido. Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido son mostradas en el cuadro 5.8 referidas al 1 de enero de los años 2012 a 2014, para las respectivas categorías asociadas.

### 5.3 Región Norte

La Región Norte presenta la mayor extensión territorial con aproximadamente 3.7 millones de kilómetros cuadrados, e incluye una porción terrestre y otra marina. La región se localiza en la franja Norte de la República Mexicana, colindando con los Estados Unidos de América y sus aguas territoriales del Golfo de México al Norte, al Sur con el río Tesechoacán ubicado en el estado de Veracruz y un límite convencional que se prolonga en forma horizontal a partir de dicha referencia hacia la costa del Océano Pacífico y se extiende hasta el límite de las aguas territoriales, al Oriente con la línea de costa del Estado de Veracruz, y los límites convencionales de los proyectos exploratorios Tlancanán, Pulhman y Perdido, y al Occidente con aguas internacionales del Océano Pacífico, como se aprecia en la figura 5.15.



Figura 5.15 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina.

Administrativamente, la región está constituida por los activos de producción Aceite Terciario del Golfo, Poza Rica-Altamira y Veracruz, además del Activo Integral Burgos, así como por los activos de exploración Aguas Profundas Norte y Tampico-Misantla-Golfo. Los activos de producción y el integral se enfocan primordialmente a las actividades de desarrollo de campos y a la optimización de la operación y explotación de los mismos. Por su parte, los activos de exploración tienen como objetivo la incorporación de nuevas reservas por actividades de esta índole, así como la evaluación del potencial que presentan las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla y la porción Norte del Golfo de México Profundo.

Dada la magnitud del territorio que ocupa la Región Norte, ésta ocupa la primera posición en cuanto al número de pozos, yacimientos y campos, por lo que la actividad de desarrollo de campos es muy intensa y los hidrocarburos producidos presentan una gran variedad que van desde aceite ligero y pesado, así como gas seco y húmedo, además de gas y condensado. Así

se tiene que los activos de producción Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira producen preponderantemente aceite, mientras que la producción de gas no asociado proviene del Activo Integral Burgos y del Activo de Producción Veracruz. Esto ha permitido que la región se constituya nuevamente en la principal productora de gas natural, mientras que sus valores de reservas probable y posible tanto de aceite como de gas natural ocupan la primera posición a nivel nacional.

Durante el año 2013, la Región Norte alcanzó una producción de 52.9 millones de barriles de aceite equivalentes con una producción promedio diaria de 144.9 miles de barriles así como 752.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural con una producción promedio diaria de 2,060.6 millones de pies cúbicos por día. Los datos de producción de aceite y gas natural representaron el 5.7 y 32.3 por ciento respectivamente, de la producción nacional.

Por otra parte, las actividades exploratorias realizadas en la Región Norte durante el año 2013, permitieron la

terminación de 22 pozos, la toma de 2,104.0 kilómetros de sísmica 2D y 639.4 kilómetros cuadrados de sísmica 3D. Entre los descubrimientos realizados en 2013, destacan los pozos Maximino-1 y Eltreinta-1. El primer caso, realizado a nivel Terciario, reviste particular importancia al corroborar el potencial petrolero para la producción de aceite que ofrecen las aguas profundas en la parte Norte del Golfo de México. El segundo pozo amplía las perspectivas del potencial para producir aceite en la Cuenca de Veracruz, tradicionalmente productora de gas no asociado.

Referente a las actividades de desarrollo de campos realizadas durante 2013, se terminaron 460 pozos en la Región Norte. Siendo los activos Aceite Terciario del Golfo y Burgos los que más actividad ejecutaron con 211 y 137 pozos terminados, respectivamente.

### 5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

El comportamiento histórico de los volúmenes originales de aceite y gas natural en los últimos tres años se muestra en el cuadro 5.9. Se observa que los volúmenes originales probados al 1 de enero de 2014, alcanzan 42,254.9 millones de barriles de aceite y 74,470.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que representan 26.2 y 37.8 por ciento, respectivamente de los volúmenes totales del país. A nivel regional, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira posee los mayores volúmenes originales probados, registrando 27,549.5 millones de barriles de aceite y 41,044.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes comprenden 65.2 y 55.1 por ciento del total de la Región Norte. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo cuenta con volúmenes que alcanzan 13,256.8 millones de barriles de aceite y 6,691.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, el volumen original en la misma categoría de gas

Cuadro 5.9 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>111,169.1</b>	<b>110,048.8</b>
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>115,777.5</b>	<b>125,428.8</b>
	Probado	42,661.5	73,995.9
	Probable	39,213.2	27,247.5
	Posible	33,902.8	24,185.5
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>116,579.9</b>	<b>134,960.2</b>
	Probado	42,254.9	74,470.8
	Probable	34,838.5	24,616.0
	Posible	39,486.5	35,873.3

natural para el Activo Integral Burgos es de 20,174.9 miles de millones de pies cúbicos, mientras que en el Activo de Producción Veracruz se dispone del menor volumen de gas natural a nivel regional con 6,560.3 miles de millones de pies cúbicos.

Referente a los volúmenes originales probables de aceite y gas natural al cierre de 2013 a nivel regional, los valores son 34,838.5 millones de barriles y 24,616.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las cifras anteriores representan 72.7 y 66.6 por ciento de los totales nacionales correspondientes. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo ocupa la primera posición tanto a nivel regional como nacional en esta categoría con 33,744.1 millones de barriles de aceite y 16,884.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Con respecto a los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural reportados por la región al 1 de enero de 2014 alcanzan 39,486.5 millones de barriles y 35,873.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. A nivel nacional estos volúmenes representan 70.0 por ciento para el aceite y 64.5 por ciento para el gas. En esta categoría el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra los mayores volúmenes

originales posibles de aceite y gas natural, los cuales ascienden a 34,491.5 millones de barriles y 21,224.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Como se ha mencionado anteriormente, el volumen original probado de gas natural de la región asciende a 74,470.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de este volumen, 49,120.7 miles de millones de pies cúbicos corresponden al gas asociado a yacimientos de aceite y 25,350.1 miles de millones de pies cúbicos son de yacimientos de gas no asociado. El Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta los mayores volúmenes originales probados de gas asociado con 40,278.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el Activo Integral Burgos, con 19,699.4 miles de millones de pies cúbicos, es el que maneja los mayores volúmenes de gas no asociado.

Al desglosar el volumen original probado de gas no asociado, éste se conforma en su mayor parte por gas húmedo no asociado con 14,510.7 miles de millones de pies cúbicos, el gas seco alcanzó un volumen de 10,009.2 miles de millones de pies cúbicos, en tanto 830.2 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas y condensado.

Respecto al volumen original probable de gas natural de la región, éste alcanzó 24,616.0 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 22,348.2 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas asociado y 2,267.8 miles de millones de pies cúbicos son de yacimientos de gas no asociado. En esta categoría destaca el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, que posee un volumen original probable de gas asociado de 16,884.0 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el Activo Integral Burgos es el más importante en cuanto a la magnitud de volumen original probable de gas no asociado al alcanzar 1887.0 miles de millones de pies cúbicos.

El volumen original posible de gas natural alcanzó 35,873.3 miles de millones de pies cúbicos. Específicamente, 30,842.6 miles de millones de pies cúbicos

del volumen anterior son de gas asociado y 5,030.7 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas no asociado. El mayor porcentaje del volumen original posible de gas asociado, se ubica en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo con 21,224.9 miles de millones de pies cúbicos. Respecto al volumen original posible de gas no asociado, el Activo Integral Burgos concentra la mayor parte del mismo con 3,279.0 miles de millones de pies cúbicos.

### **Aceite crudo y gas natural**

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite presenta un decremento de 406.5 millones de barriles con respecto al año anterior. Esta variación negativa se localiza principalmente en los campos que conforman el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (ATG) así como en Bedel y Nejo. Para el primer y segundo caso, la evaluación de pozos de desarrollo terminados durante 2013 permitió realizar ajustes en los valores de propiedades petrofísicas que generaron una reducción de 231.2 y 199.6 millones de barriles de aceite, respectivamente. Mientras que para el campo Nejo se realizó una evaluación del volumen original con la que se obtuvo una reducción de 248.1 millones de barriles. En contraparte, la incorporación de reservas permitió adicionar volúmenes originales de aceite, siendo la más importante la del campo Eltreinta con la incorporación de 231.5 millones de barriles de aceite. Con respecto al volumen original de gas probado de la región, éste muestra un incremento de 475.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que se observó principalmente en los campos Nejo y Reynosa del Activo Integral Burgos con 306.6 y 417.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Estas variaciones resultaron de la terminación de 85 pozos de desarrollo en el campo Nejo y por una reevaluación del volumen original en el campo Reynosa.

Con respecto al año anterior, el volumen original probable de aceite y gas natural regional, al 1 de enero de 2014, registran decrementos por 4,374.7 millones de

barriles y 2,631.5 miles de millones de pies cúbicos; estas variación se deben principalmente a la reclasificación de volúmenes originales de la categoría probable a posible como resultado del desarrollo de campos en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

Los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural, al 1 de enero del presente año, identifican incrementos por 5,583.6 millones de barriles y 11,687.8 miles de millones de pies cúbicos, incrementos que se originan principalmente por la reclasificación de volúmenes originales de la categoría probable a posible en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo por 4,590.3 millones de barriles y 7,473.1 miles de millones pies cúbicos. Otras contribuciones importantes en los incremento de volúmenes en esta categoría fue originada por los descubrimientos realizados durante 2013, siendo los más importantes Maximino con 1,187.1 millones de barriles y 3,577.8 miles de millones pies cúbicos y Exploratus con 464.7 millones de barriles y 1,329.0 miles de millones pies cúbicos.

### 5.3.2 Evolución de las reservas

La Región Norte presenta una reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2014, de 871.8 millones de barriles, mientras que la de gas natural alcanza los 3,510.8 miles de millones de pies cúbicos. De este

volumen, las reservas probadas desarrolladas suman 333.2 millones de barriles de aceite y 2011.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Mientras que las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, son 538.6 millones de barriles y 1,499.5 miles de millones de pies cúbicos.

Las reservas probables de la región son 3,439.7 millones de barriles de aceite y 10,809.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que las posibles ascienden a 6,534.4 millones de barriles de aceite y 17,716.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo a los datos anteriores, al 1 de enero de 2014, las reservas de aceite y gas natural 2P de la región, es decir, la adición de las reservas probada y probable, asciende a 4,311.6 millones de barriles de aceite y 14,320.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; y las reservas de aceite y gas natural 3P, esto es, la suma de las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas, suman 10,845.9 millones de barriles y 32,036.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La evolución histórica de las reservas remanentes de crudo y gas natural en las categorías probada, probable y posible se muestran en las figuras 5.16 y 5.17. Por otra parte, la composición de acuerdo al tipo de

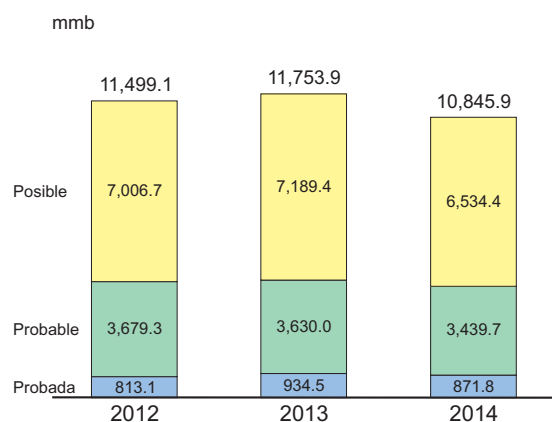


Figura 5.16 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

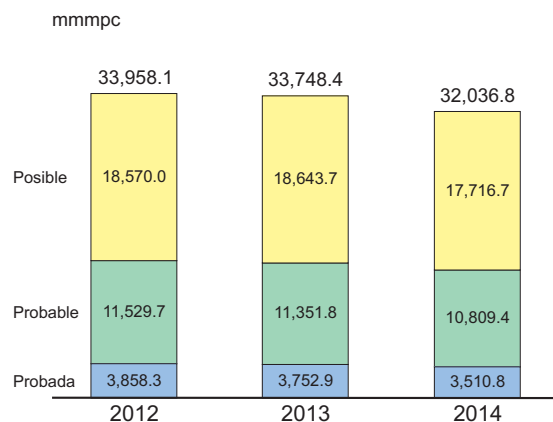


Figura 5.17 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

Cuadro 5.10 Composición de las reservas por activo de la Región Norte.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1P</b>	<b>470.3</b>	<b>384.1</b>	<b>17.4</b>	<b>1,323.7</b>	<b>2,187.1</b>
Aceite Terciario del Golfo	342.7	253.3	10.7	948.8	0.0
Burgos	0.0	0.3	6.7	26.8	1,653.8
Poza Rica-Altamira	118.8	91.3	0.0	308.4	44.3
Veracruz	8.7	39.1	0.0	39.7	489.0
<b>2P</b>	<b>1,596.3</b>	<b>2,306.8</b>	<b>408.5</b>	<b>11,064.1</b>	<b>3,256.0</b>
Aceite Terciario del Golfo	1,422.7	2,088.5	399.7	10,549.1	0.0
Burgos	0.0	1.7	8.7	42.8	2,569.5
Poza Rica-Altamira	161.8	148.7	0.0	412.3	112.3
Veracruz	11.8	67.9	0.0	60.0	574.2
<b>3P</b>	<b>3,595.2</b>	<b>5,719.4</b>	<b>1,531.3</b>	<b>26,760.4</b>	<b>5,276.4</b>
Aceite Terciario del Golfo	3,028.7	5,387.4	1,251.2	25,005.1	0.0
Burgos	0.0	5.3	12.1	74.9	3,874.5
Poza Rica-Altamira	551.3	223.4	268.0	1,575.7	746.4
Veracruz	15.1	103.4	0.0	104.7	655.5

fluido y para cada uno de los activos que conforman la región, en términos de las reservas 1P o probada, 2P y 3P, son mostradas en el cuadro 5.10.

Haciendo un comparativo de las reservas probadas de la región al 1 de enero de 2014, con respecto al total nacional, la reserva probada de aceite de la Región Norte comprende 8.9 por ciento, mientras que la de gas natural alcanza 21.2 por ciento. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo comprende el 69.6 por ciento de la reserva probada de aceite, seguido del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 24.1 por ciento. Respecto a la reserva probada de gas natural el Activo Integral Burgos ocupa la primera posición con 47.9 por ciento, mientras que el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo suma 27.0 por ciento.

Respecto a la reserva probada desarrollada de aceite de la región, ésta ocupa 5.1 por ciento del total nacional, en tanto que su reserva probada desarrollada de gas natural alcanza 19.8 del volumen del país. A nivel región, la reserva probada desarrollada de

aceite del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo presenta el porcentaje más elevado con 57.6 por ciento, mientras que el Activo de Producción Poza Rica-Altamira presenta el 35.3 por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural en la misma categoría, el Activo Integral Burgos concentra 53.8 por ciento del volumen regional, seguido del Activo de Producción Veracruz con 17.5 por ciento.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, representan 16.6 y 23.5 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo posee el porcentaje más elevado de las reservas de crudo de la región con 77.0 por ciento. De la misma forma, el citado activo concentra el porcentaje más alto de las reservas probadas no desarrolladas de gas natural de la región, con 41.1 por ciento, ubicándose a continuación el Activo Integral Burgos con un porcentaje igual a 40.0 por ciento.

En cuanto a la reserva probable de crudo de la Región Norte, ésta significa a nivel nacional 44.1 por ciento,

mientras que su reserva de gas natural es 64.7 del volumen nacional. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, tiene el mayor porcentaje de esta reserva con 96.1 por ciento del aceite y 88.8 por ciento del gas natural.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la Región Norte, también resultan de gran relevancia a nivel nacional al ocupar 55.8 y 67.1 por ciento de los totales del país, respectivamente. En el plano regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra los mayores volúmenes de reservas de crudo y gas natural, con 88.1 y 81.6 por ciento, respectivamente.

Al 1 de enero de 2014, las reservas totales o 3P de la región, es decir, la adición de las reservas probada, probable y posible, son 10,845.9 millones de barriles de aceite y 32,036.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; valores que permiten a la Región Norte tener los mayores volúmenes de reservas en esta categoría, siendo el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo el posee las reservas 3P de crudo y gas de la región más elevadas del país con 9,667.4 millones de barriles y 25,005.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que a nivel nacional representan 33.0 por ciento de la reserva 3P de aceite y 41.9 por ciento del volumen para el gas natural.

### **Aceite crudo y gas natural**

En comparación con el año anterior, la reserva probada de aceite de la Región Norte presenta un decremento de 9.8 millones de barriles. Este decremento, resulta del efecto combinado de la producción anual, la cual equivale a 52.9 millones de barriles de crudo, a los resultados adversos durante el desarrollo del campo Remolino donde se redujeron reservas por 17.3 millones de barriles, a la presencia de agua en los campos Aguacate y Carpa donde se perdieron reservas por 6.7 y 8.3 millones de barriles de aceite y al comportamiento de la presión-producción en el campo Tamaulipas-Constituciones que generó una

pérdida de 5.7 millones de barriles. En contraparte, los resultados satisfactorios del desarrollo del campo Nejo sustentó un incremento por 4.8 millones de barriles y un mejor comportamiento de la presión-producción en el campo Arenque incrementaron las reservas en 2.5 millones de barriles. Por otra parte, los descubrimientos generaron incrementos en las reservas probadas, siendo el más importante el realizado con el campo Eltreinta con 18.7 millones de barriles.

A diferencia de las reservas probadas de aceite, la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2014, presenta una variación positiva de 510.0 miles de millones de pies cúbicos, aun habiendo tenido una producción anual de 752.1 miles de millones de pies cúbicos. Este incremento es atribuible esencialmente a las actividades de desarrollo de campos y en menor medida a las revisiones realizadas al comportamiento de los yacimientos. De esta forma, el incremento por el primer concepto se observó principalmente en los campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca, Furbero, Humapa, Cuitláhuac, Nejo y Gasífero, que conjuntamente adicionaron 237.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Mientras tanto en el segundo concepto, los principales campos con incrementos fueron: Arcabuz, Comitas, Corindón, Cuervito, Culebra, Fundador, Palmito, Topo del Activo Integral Burgos así como Tajín y Papan, que conjuntamente adicionaron 131.4 miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, las adiciones exploratorias de gas natural contribuyeron con 112.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, siendo las más atractivas las realizadas con los pozos Eltreinta-1 y Kamelot-1 que incorporaron 69.3 y 12.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

La reserva probable de la Región Norte alcanzó un valor de 3,439.7 millones de barriles y 10,809.4 miles de millones de pies cúbicos. En esta categoría se registran reducciones en aceite por 190.3 millones de barriles y 542.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente Las reducciones de aceite se originaron

principalmente en campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, con 163.2 millones de barriles y 566.9 miles de millones de pies cúbicos, siendo los campos Remolino, Miahuapán, Miquetla, Sitio y Tenexcuila, donde se tienen las mayores reducciones. Sin embargo, dichas reducciones en las reservas probables fueron en parte compensadas por los descubrimientos que en esta categoría alcanzaron 12.9 millones de barriles de aceite y 37.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2014 ascienden a 6,534.4 millones de barriles y 17,716.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En comparación al año anterior, los volúmenes mencionados muestran decrementos por 655.0 millones de barriles de aceite y 927.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas variaciones negativas se relacionan principalmente con la desincorporación de 853.9 millones de barriles de aceite y 2,068.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo,

como consecuencia de los resultados adversos obtenidos en las pruebas piloto para la inyección de agua. Sin embargo, los grandes descubrimientos realizados en aguas profundas del Golfo de México, con los pozos Exploratus-1 y Maximino-1 permitieron reducir las desincorporaciones a nivel regional en esta categoría de reservas. La distribución de las reservas remanentes de gas por activo se muestra en el cuadro 5.11.

### Petróleo crudo equivalente

En términos de petróleo crudo equivalente la reserva probada de la región, al 1 de enero de 2014, es de 1,580.9 millones de barriles, lo que a nivel nacional representa 11.8 por ciento. La distribución por activo de petróleo crudo equivalente se detalla en la figura 5.18. Al comparar esta reserva con la del año anterior se observa un incremento de 88.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido principalmente a las actividades de desarrollo de campos realizadas durante el año 2013 y al descubrimiento del campo Eltreinta del Activo de Producción Veracruz.

Cuadro 5.11 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>Probada</b>	Aceite Terciario del Golfo	948.8	856.7	735.4
	Burgos	1,680.5	1,605.0	1,559.3
	Poza Rica-Altamira	352.8	290.5	264.0
	Veracruz	528.7	519.7	500.2
<b>Probable</b>	Aceite Terciario del Golfo	9,600.3	9,088.6	7,802.2
	Burgos	931.7	890.5	865.0
	Poza Rica-Altamira	171.8	135.4	128.7
	Veracruz	105.5	104.1	101.8
<b>Posible</b>	Aceite Terciario del Golfo	14,456.1	13,666.9	11,732.4
	Burgos	1,337.1	1,278.9	1,253.7
	Poza Rica-Altamira	1,797.5	1,758.3	1,559.9
	Veracruz	126.0	121.8	117.2



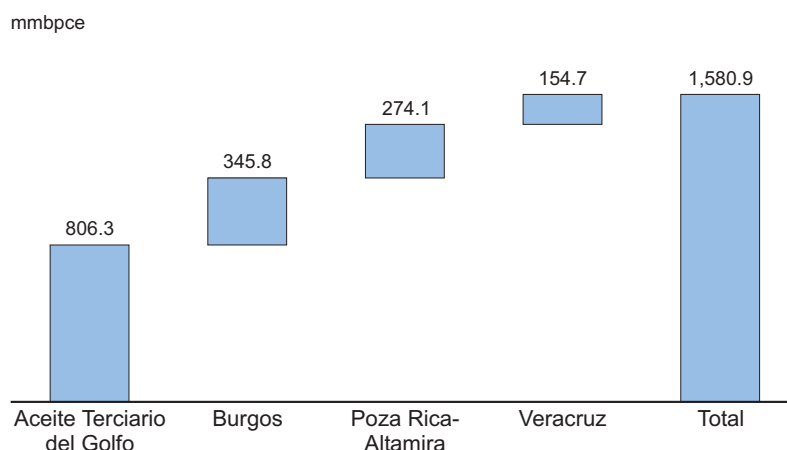


Figura 5.18 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

La reserva probable de petróleo crudo equivalente alcanzó 5,793.2 millones de barriles, que a nivel nacional implica 50.9 por ciento del total nacional. Con respecto al año 2013, existe un decremento de reservas por va 299.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual obedece fundamentalmente a las actividades de desarrollo y revisiones realizadas en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. La figura 5.19 muestra la distribución por activo de la reserva en cuestión.

Con respecto a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, ésta tiene un valor de 10,405.1 millones de barriles, que significa 60.0 por ciento del volumen nacional. La figura 5.20 ilustra el detalle de los

volúmenes de reserva posible para los activos que conforman la Región Norte. Con respecto al año 2013, las reservas actuales presentan una variación negativa por 827.5 millones de barriles, que se originó principalmente en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, por los resultados obtenidos, hasta ahora, en las pruebas piloto de inyección de agua donde se desincorporaron 1,279.6 millones de barriles. Sin embargo, este decremento fue compensado por las incorporaciones exploratorias realizadas en aguas profundas del Golfo de México, donde se adicionaron 673.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con el descubrimiento de los campos Exploratus y Maximino.

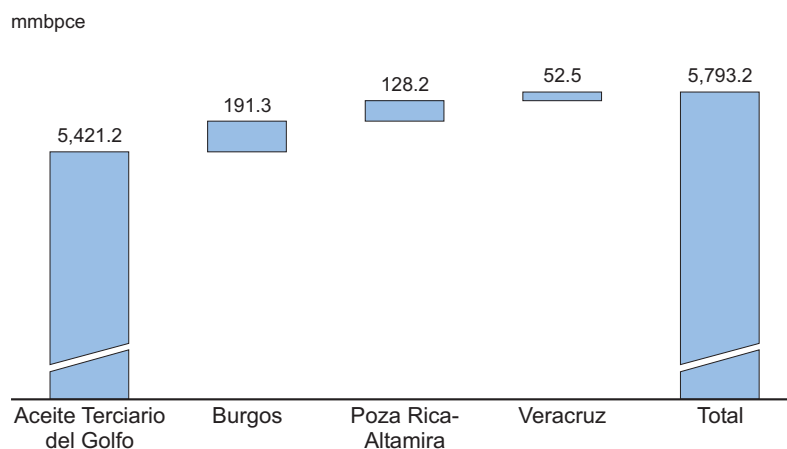


Figura 5.19 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

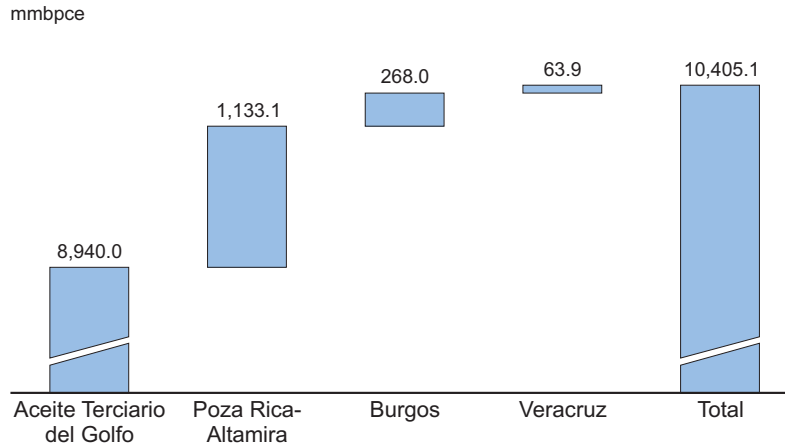


Figura 5.20 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Norte.

En cuanto a las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente de la Región Norte al 1 de enero de 2014, éstas alcanzan 17,779.1 millones de barriles, valor que significa el 42.2 por ciento de la reserva del país. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra el mayor porcentaje de esta reserva con 85.3 por ciento, siendo este activo de producción también el de mayor reserva 3P a nivel nacional. En relación con el año anterior, la reserva 3P de petróleo crudo equivalente presenta un decremento de 1,234.6 millones de barriles, valor que se genera por los resultados que se han obtenido hasta ahora en las pruebas piloto de inyección de agua en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. La figura 5.21 presenta los elementos de cambio para la reserva 3P de la Región Norte.

### Relación reserva-producción

Este concepto, es el resultado de dividir la reserva, para una categoría en particular, entre la producción anual, para el caso de la reserva 1P de la Región Norte en términos de crudo equivalente y la producción del año 2013 también en los mismos términos, la relación resulta de 8.1 años. Además, cuando se considera la suma de las reservas probadas y probables de crudo equivalente, esto es, la reserva 2P de la región, el cociente resulta de 37.6 años, en tanto que al involucrar la reserva total de crudo equivalente o 3P, la cual resulta de adicionar las reservas probada, probable y posible, la relación alcanza 90.6 años. Es pertinente mencionar que las diferencias entre los valores anteriores se deben al hecho que cuando se involucran

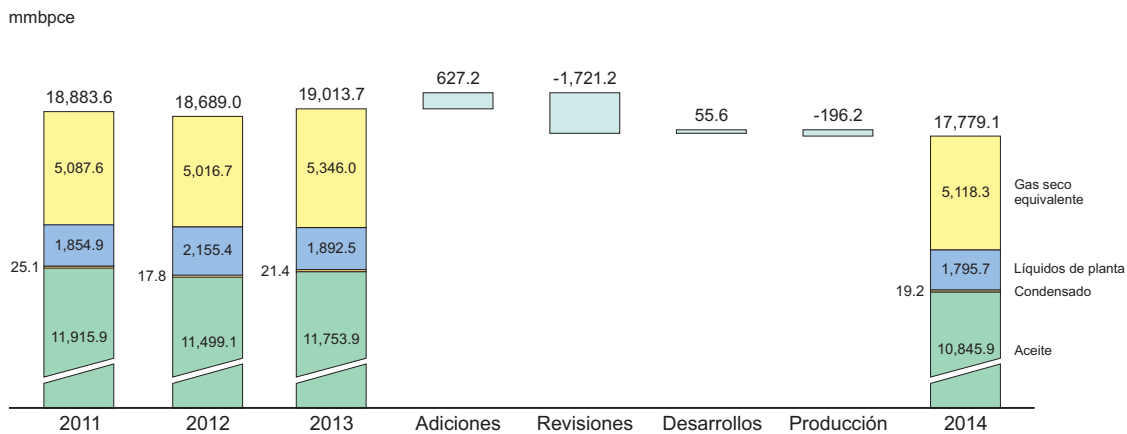


Figura 5.21 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Cuadro 5.12 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>11,499.1</b>	<b>17.8</b>	<b>2,155.4</b>	<b>5,016.7</b>	<b>18,689.0</b>
	Probada	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2
	Probable	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3
	Posible	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>11,753.9</b>	<b>21.4</b>	<b>1,892.5</b>	<b>5,346.0</b>	<b>19,013.7</b>
	Probada	934.5	10.3	107.4	636.4	1,688.5
	Probable	3,630.0	5.5	671.6	1,785.4	6,092.6
	Posible	7,189.4	5.5	1,113.5	2,924.2	11,232.6
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>10,845.9</b>	<b>19.2</b>	<b>1,795.7</b>	<b>5,118.3</b>	<b>17,779.1</b>
	Probada	871.8	10.3	110.6	588.1	1,580.9
	Probable	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	5,793.2
	Posible	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	10,405.1

las reservas 2P y 3P de la región, consecuentemente se incluyen las asociadas al Activo de Producción Aceite Terciario de Golfo, las cuales a nivel nacional continúan ocupando el primer lugar.

Con respecto a la relación reserva-producción de aceite para la reserva probada, ésta resulta de 16.5 años. Para la reserva 2P de aceite, la relación es de 81.5 años, mientras que este valor para la reserva 3P es de 205.02 años. Como se indicó al principio de la sección, los cálculos involucran la producción regional para el año en cuestión, en este caso la correspondiente a crudo, la cual para el año 2013 fue de 52.9 millones de barriles. Cuando se considera la producción anual de gas natural del 2013, es decir, 752.1 miles de millones de pies cúbicos y la reserva probada correspondiente, la relación es de 4.7 años, en tanto que cuando se considera la reserva 2P el cociente es de 19.0 años, y de 42.6 años para la reserva 3P de gas natural.

### Reservas por tipo de fluido

La evolución histórica de las reservas en base al tipo de fluido para la Región Norte se muestra en el

cuadro 5.12. De esta forma, se puede determinar que 55.1 por ciento de su reserva probada corresponde a crudo, 37.2 por ciento a gas seco equivalente a líquido, 7.0 por ciento son líquidos de planta y el porcentaje más pequeño corresponde de 0.7 por ciento es condensado. Asimismo, la reserva probable de la región está compuesta en 59.4 por ciento por aceite, 29.5 por ciento del volumen corresponde a gas seco equivalente a líquido, 11.0 por ciento se refiere a líquidos de planta y el porcentaje restante para el total es condensado con 0.1 por ciento. Finalmente, la reserva posible de la región se conforma en términos porcentuales por 62.8 por ciento de aceite, 27.1 por ciento de gas seco equivalente a líquido, 10.1 por ciento son líquidos de planta y un porcentaje mínimo para conformar el total corresponde al condensado.

### 5.4 Región Sur

La superficie de la Región Sur es de 921,489 kilómetros cuadrados cubriendo la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Chiapas y Oaxaca, y de manera parcial los estados de Veracruz, Oaxaca, Puebla, Michoacán y Guerrero,



Figura 5.22 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

así como una porción marina frente a las costas de los estados de Guerrero, Oaxaca y Chiapas. Al Norte colinda con la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste así como con la Región Norte en el paralelo 18 grados; al Sur y Poniente con el Océano Pacífico, figura 5.22. Administrativamente está conformada por cuatro activos de producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna. Al cierre del año 2013 la región administró 125 campos con reservas totales o 3P, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente forma: Activo de Producción Bellota-Jujo, 31 campos; Activo de Producción Cinco Presidentes, 25 campos; Activo de Producción Macuspana-Muspac, 54 campos y Activo de Producción Samaria-Luna, 15 campos.

Durante el año 2013, la contribución de la Región Sur, en lo que se refiere a producción de hidrocarburos, fue de 175.5 millones de barriles de aceite y 573.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural que significaron 307.6 millones de barriles de petróleo

crudo equivalente. A pesar de la madurez de los campos en producción en la región, la aportación de la producción a nivel nacional de aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente fue de 19.1, 24.7 y 23.1 por ciento respectivamente.

#### 5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2014, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 35,954.8 millones de barriles, que representa 22.3 por ciento del volumen del país en dicha categoría. Con respecto al año anterior se tiene un incremento de 1.5 por ciento, derivado de las actividades de exploración, revisión y desarrollo de campos. A nivel regional, los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,691.3 y 11,528.4 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.6 por ciento del total de la región y presentan un incremento de

1.8 por ciento con respecto al 1 de enero de 2013. En lo que corresponde a los activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, estos registran 7,071.1 y 5,664.0 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan 35.4 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento de 1.0 por ciento con respecto al año anterior. El cuadro 5.13 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2012 a 2014.

En cuanto al volumen original probable de aceite de la Región Sur, éste alcanzó 2,392.5 millones de barriles, que representan 5.0 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado de 13.0 por ciento, esto como resultado de las actividades de desarrollo y revisión. El mayor volumen original probable de aceite corresponde nuevamente a los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna, que suman 2,078.7 millones de barriles, equivalentes a 86.9 por ciento de la región. Por otro lado, los otros dos activos de producción Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac reportan en conjunto 313.8 millones de barriles, lo que representa 13.1 por ciento de la región.

*Cuadro 5.13 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.*

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>39,255.7</b>	<b>74,271.0</b>
	Probado	35,039.0	68,604.0
	Probable	2,740.1	3,616.4
	Posible	1,476.6	2,050.7
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>40,367.9</b>	<b>77,762.3</b>
	Probado	35,419.8	69,648.2
	Probable	2,751.2	3,650.8
	Posible	2,196.9	4,463.2
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>40,717.7</b>	<b>78,517.8</b>
	Probado	35,954.8	69,318.1
	Probable	2,392.5	3,120.5
	Posible	2,370.4	6,079.2

En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo una adición de 173.5 millones de barriles con respecto a 2013 por incorporación, revisión y desarrollo de campos, éste se ubicó en 2,370.4 millones de barriles, que equivalen a 4.2 por ciento del volumen nacional. El Activo de Producción Samaria-Luna contiene 1,522.2 millones de barriles en sus campos, lo que equivale al 64.2 por ciento del total regional.

En lo que se refiere al volumen original de gas natural de la Región Sur, al 1 de enero de 2014 se tienen 69,318.1 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 35.2 por ciento del total nacional. El 68.2 por ciento regional corresponde a la adición de los activos de producción Macuspana-Muspac y Samaria-Luna, es decir, 47,275.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando un decremento por desarrollo y revisiones de los campos de estos activos. Adicionalmente, 22,042.5 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en los activos de producción Bellota-Jujo y Cinco Presidentes, y equivalen a 31.8 por ciento de la región.

En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 3,120.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento de 14.5 por ciento con respecto al año anterior, originado principalmente por revisiones y desarrollo de campos. El 84.6 por ciento del volumen original probable de la región corresponde a la adición de los activos de producción Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac y el 15.4 por ciento a los activos de producción Samaria-Luna y Cinco Presidentes.

Para los volúmenes posibles, estos se ubican en 6,079.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto al año anterior, representan un incremento de 36.2 por ciento causado al igual que en los casos anteriores por desarrollo y revisiones de campos. La suma de los volúmenes de los

activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna que son los que tienen los valores más altos, engloban el 74.7 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los dos activos restantes, Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes concentran 25.3 por ciento del total regional.

### **Aceite crudo y gas natural**

La Región Sur registra al 1 de enero de 2014 un ligero incremento de 0.9 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 40,717.7 millones de barriles de aceite. Este incremento se origina principalmente debido a la actualización del modelo estático del campo Terra, como resultado de la perforación y terminación de los pozos Terra-21, 114 y 123 y a la incorporación del nuevo campo nuevo Ayocote en el Activo de Producción Cinco Presidentes.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 78,517.8 miles de millones de pies cúbicos, que presenta nuevamente un ligero incremento de 1.0 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre, como en el caso del aceite, porque se tiene un nuevo modelo estático en el campo Terra y a la actualización de la relación gas-aceite en el campo Samaria Terciario de 56.1 a 314.4 pies cúbicos por barril.

Al 1 de enero de 2014, el volumen original de aceite probado es de 35,954.8 millones de barriles de aceite, es decir, 1.5 por ciento mayor con respecto al año anterior. Esta variación positiva se origina principalmente en los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo, donde los campos Terra, Madrefil y Samaria, aumentaron sus volúmenes en 110.1, 102.9 y 63.8 millones de barriles de aceite, respectivamente. Como se comentó anteriormente, en el campo Terra esta diferencia se debe a la actualización de su respectivo modelo estático y a los resultados satisfactorios obtenidos en los pozos Terra-114 y 123 a nivel Cretácico Medio. Para el caso de Madrefil

se ajusta su volumen original debido a la revisión y actualización del modelo geológico del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano con los resultados de la perforación y terminación del pozo Madrefil-11, lo que generó reclasificación del volumen probable a probado y finalmente en el caso del campo Samaria también se actualizó el modelo estático de las arenas 6-4-1 del Terciario.

Para el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2014, la cifra es de 69,318.1 miles de millones de pies cúbicos, que significa un decremento de 0.5 por ciento en relación al año pasado. Este pequeño decremento se atribuye a los campos Cupache y Nelash por 1,119.7 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso del campo Cupache el ajuste en el volumen es por la actualización de las propiedades Presión-Volumen-temperatura (PVT) del fluido del campo y en el caso del campo Nelash se debe a la actualización del modelo estático por la perforación y terminación de los pozos de desarrollo Nelash-14 y 43.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tiene un decremento de 13.0 por ciento con respecto al reportado al 1 de enero de 2013, lo cual equivale a 358.7 millones de barriles. Disminución que se presenta principalmente en los campos Madrefil, Samaria, Pareto y Tokal. Para el caso de estos campos esta variación se debe a la reclasificación de volumen probable a volumen probado por el éxito obtenido en las perforaciones y terminaciones de los pozos Madrefil-11, Pareto-2 y 4, Tokal-3 y 87 pozos en los yacimientos del Terciario del campo Samaria.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2014 en 3,120.5 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa una disminución de 14.5 por ciento con respecto al año anterior. Gran parte de este decremento, es originado por la reclasificación de volumen probable a probado en los campos Madrefil y Pareto con 383.3 miles de millones de pies cúbicos por el resultado exitoso de las perforaciones y terminaciones llevadas

a cabo durante 2013 en estos campos. El incremento por la actividad exploratoria no fue suficiente para contrarrestar esta reducción.

El volumen original de aceite en la categoría de posible, se ubica en 2,370.4 millones de barriles, es decir, 7.9 por ciento superior al reportado al 1 de enero de 2013. Esta variación se justifica por los incrementos en los campos Ayocote, Jacinto y Tepeyil por 229.2 millones de barriles de aceite, para el primer campo se debe a que es una nueva incorporación debido al éxito obtenido en la perforación y terminación del pozo Ayocote-1; en el caso del segundo y tercer campo, se adiciono un área nueva como resultado del estudio del modelo estático y productividad para determinar el potencial de las formaciones del Terciario de estos campos.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2014, su valor es de 6,079.2 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento considerable de 36.2 por ciento con respecto al año anterior. Esta variación positiva, como en el caso del aceite, se debe principalmente a la incorporación del campo Ayocote y del área nueva correspondiente al Terciario del campo Tepeyil, ocasionando un aumento de 1,744.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

#### 5.4.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2014 se sitúa en 2,139.4 millones de barriles, esto significa, 21.8 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,029.6 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente a 36.4 por ciento del total de la reserva probada del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite y gas natural alcanzaron 1,285.1 millones de barriles y 3,948.7 miles

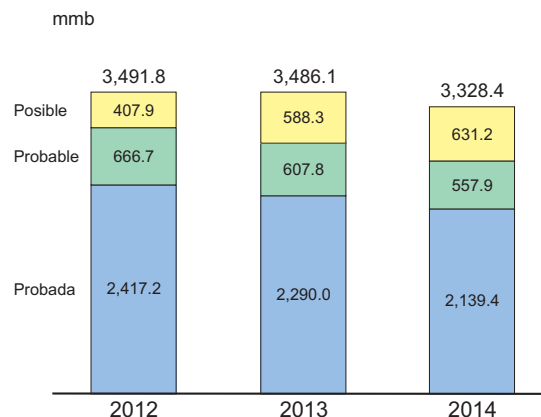


Figura 5.23 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 854.3 millones de barriles de aceite y 2,081.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 19.5 y 26.4 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país, mientras que para la reserva probada desarrollada y no desarrollada de gas del país las cifras corresponden a 38.9 y 32.6 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 315.3 y 278.1 millones de barriles de aceite y 957.2 y 611.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

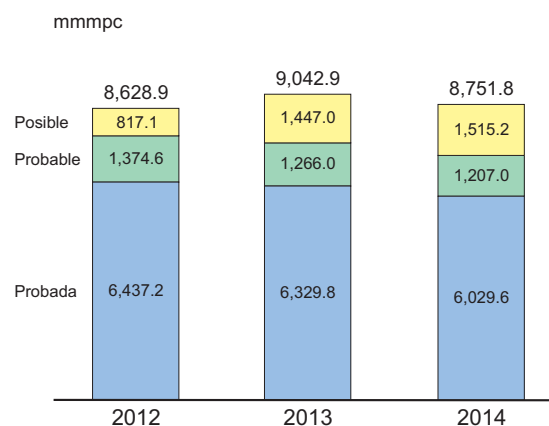


Figura 5.24 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

Al 1 de enero del 2014, las reservas 2P son 2,697.3 millones de barriles de aceite y 7,236.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P, se tienen en la Región Sur 3,328.4 millones de barriles de aceite y 8,751.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.23 y 5.24 se aprecian las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años. En el cuadro 5.14 se indica, a nivel activo, la distribución de las reservas 1P, 2P y 3P clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado. Cabe aclarar que el gas no asociado incluye el correspondiente a los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 95.4 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 4.6 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 82.8 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de gas

asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán y los del complejo Antonio J. Bermúdez: Íride, Cunduacán, Samaria y Oxiacaque con 2,882.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Girdaldas, Ribereño y Chiapas-Copanó con 668.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos cuatro últimos campos son yacimientos de gas y condensado, mientras que los campos mayores de gas seco o gas húmedo son Narvéez, José Colomo y Usumacinta con 70.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2014, es 557.9 millones de barriles que representan el 7.2 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,207.0 miles de millones de pies cúbicos, al igual que para el aceite equivale a 7.2 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 631.2 millones de barriles de aceite, que representa el 5.4 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 1,515.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 5.7 por ciento nacional.

Cuadro 5.14 Composición de las reservas por activo de la Región Sur.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
<b>1P</b>	<b>98.8</b>	<b>1,452.8</b>	<b>587.8</b>	<b>4,989.6</b>	<b>1,040.0</b>
Bellota-Jujo	27.9	597.5	207.4	1,728.1	44.1
Cinco Presidentes	19.9	166.7	7.2	289.5	16.0
Macuspana-Muspac	0.7	40.2	84.3	326.1	937.8
Samaria-Luna	50.3	648.5	288.9	2,646.0	42.1
<b>2P</b>	<b>157.5</b>	<b>1,671.5</b>	<b>868.3</b>	<b>5,890.4</b>	<b>1,346.2</b>
Bellota-Jujo	31.0	712.8	376.6	2,096.7	67.8
Cinco Presidentes	19.9	208.9	8.0	340.8	34.9
Macuspana-Muspac	1.4	71.4	118.9	436.1	1,163.4
Samaria-Luna	105.2	678.4	364.8	3,016.8	80.2
<b>3P</b>	<b>274.3</b>	<b>1,843.8</b>	<b>1,210.4</b>	<b>6,900.9</b>	<b>1,851.0</b>
Bellota-Jujo	33.2	752.7	442.6	2,261.9	76.6
Cinco Presidentes	19.9	315.1	10.3	448.9	86.4
Macuspana-Muspac	1.4	97.6	171.4	552.6	1,607.8
Samaria-Luna	219.8	678.4	586.0	3,637.5	80.2



## Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2014, presenta un incremento de 1.1 por ciento con respecto al año anterior, que se explica por los 24.9 millones de barriles en los conceptos de incorporaciones, revisiones y desarrollos. Los principales incrementos de reservas en esta categoría se encuentran en los campos Terra, Pareto y Madrefil y se deben a los resultados satisfactorios en la perforación y terminación de pozos de desarrollo durante 2013, los pozos perforados y terminados en estos campos fueron Terra-21, 123, 114, Pareto-2, 4 y Madrefil 11. Además de que también tuvieron un mejor comportamiento los pozos productores operando en estos campos. Las incorporaciones exploratorias adicionaron 5.0 millones de barriles de aceite. Los principales decrementos en esta categoría de reserva se tuvo en los campos Caparroso-Pijije-Escuintle por 17.3 millones de barriles debido al incremento en el flujo fraccional del agua del campo y en Jujo-Tecominoacán por el cierre de pozos con alto índice de agua y de relación gas-aceite con 16.4 millones de barriles. La producción de aceite del periodo fue de 175.5 millones de barriles.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran una variación positiva de 273.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, alcanzando al 1 de enero de 2014 un valor de 6,029.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los campos que presentan los principales incrementos son Terra, Jujo-Tecominoacán, Cárdenas y Tizón por 271.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En los campos Terra y Tizón esta variación positiva se debe a los resultados exitosos obtenidos en la perforación y terminación de los pozos Terra-123, 114 y Tizón-216 y en los campos Jujo-Tecominoacán y Cárdenas se debe al incremento en la relación gas-aceite de los pozos productores operando en estos dos campos. Los principales decrementos se tienen en los campos Cunduacán, Caparroso-Pijije-Escuintle

y Sen por 31.6, 31.2 y 31.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En todos estos campos la disminución se debe al fuerte incremento en el flujo fraccional de agua. La producción en el periodo explica una disminución de 573.2 miles de millones de pies cúbicos.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2014, el valor estimado es de 557.9 millones de barriles, lo que significa un decremento de 49.9 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2013. Esta variación de reservas negativa se origina principalmente en los campos Samaria, Bricol y Pareto por 42.7 millones de barriles de aceite, en el campo Samaria se debe al incremento en el flujo fraccional de agua, en Bricol se llevó a cabo la actualización de los del modelos estático y dinámico del campo y finalmente en Pareto se reclasifican reservas probables a probadas por el éxito obtenido en las perforaciones y terminaciones de los pozos Pareto-2 y 4. Por otra parte, se tuvieron algunos incrementos en los campos Terra y Sini por 16.6 millones de barriles de aceite. Para el primer campo se debe al resultado de la perforación de los pozos de desarrollo Terra-21, 123 y 114, en el caso del segundo campo se trata de un campo nuevo, resultado de la actividad exploratoria realizada durante 2013.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 59.1 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2013. De esta forma, al 1 de enero de 2014, la reserva asciende a 1,207.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los decrementos se tuvieron principalmente en los campos Pareto, Tepetitán, Tizón y Bricol por 86.0 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso de Pareto y Tizón se reclasifica reserva probable a probada por el éxito obtenido en los pozos perforados durante 2013, en Tepetitán se da de baja el yacimiento Caliza M-3 Bloque IV de acuerdo a la reinterpretación sísmica donde se evidencio un bajo estructural y por último en Bricol es por la actualización del modelo estático

y dinámico del campo. La actividad exploratoria solo aportó 21.9 miles de millones de pies cúbicos, por lo que no logro compensar los decrementos comentados anteriormente.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2014, ésta presenta un incremento de 42.9 millones de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2013, y se ubica en 631.2 millones de barriles. El incremento en cuestión se localiza principalmente en los campos Ayocote, Madrefil y Jacinto con 43.9, 13.9 y 12.3 millones de barriles de aceite, respectivamente. En el caso de Ayocote, se trata de una nueva incorporación exploratoria, Madrefil reclasifica reserva probable a posible por la actualización del modelo estático y dinámico del campo y Jacinto incorpora reserva posible en el área del Terciario. Los principales decrementos se tuvieron en los campos Bricol y Sunuapa por 39.0 millones de barriles. En Bricol se actualizo el modelo estático y dinámico y en Sunuapa se desincorpora el Bloque IV, debido a que actualmente ya se encuentra invadido de agua salada.

Por lo que respecta a las reservas posibles de gas natural, presentan un incremento con respecto al año anterior por 68.2 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2014 de 1,515.2 miles de millones de pies cúbicos. Las principales variaciones positivas se tienen en los campos Ayocote, Caparroso-Pijije-Escuintle y Sini con 96.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, debido principalmente al resultado de la actividad exploratoria realizada durante el año 2013, Ayocote y Sini son dos campos nuevos que incorporaron reservas posibles gracias a la perforación de los pozos Ayocote-1 y Sini-1 y en el caso del campo Caparroso-Pijije-Escuintle este aumento es debido al resultado exitoso del pozo exploratorio Tamahu-1 que incorporo el yacimiento Escuintle BII. Los principales decrementos están en los campos Bricol y Terra con 52.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En el campo Bricol esta variación se debe a la actualización del modelo estático y dinámico del campo y en Terra es por la reclasificación de reserva posible a probada como resultado de la perforación exitosa de los pozos Terra-21,123 y 114. En el cuadro

Cuadro 5.15 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2014.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
<b>Probada</b>		<b>6,029.6</b>	<b>5,820.4</b>	<b>4,579.8</b>
	Bellota-Jujo	1,772.2	1,715.7	1,338.8
	Cinco Presidentes	305.6	246.3	206.4
	Macuspana-Muspac	1,263.8	1,201.4	961.7
	Samaria-Luna	2,688.1	2,657.0	2,073.0
<b>Probable</b>		<b>1,207.0</b>	<b>1,151.3</b>	<b>917.3</b>
	Bellota-Jujo	392.3	379.7	296.3
	Cinco Presidentes	70.1	57.2	48.0
	Macuspana-Muspac	335.7	312.2	259.2
	Samaria-Luna	408.9	402.2	313.7
<b>Posible</b>		<b>1,515.2</b>	<b>1,437.2</b>	<b>1,141.1</b>
	Bellota-Jujo	174.0	167.9	132.5
	Cinco Presidentes	159.6	113.5	94.7
	Macuspana-Muspac	560.9	538.6	432.3
	Samaria-Luna	620.6	617.2	481.5

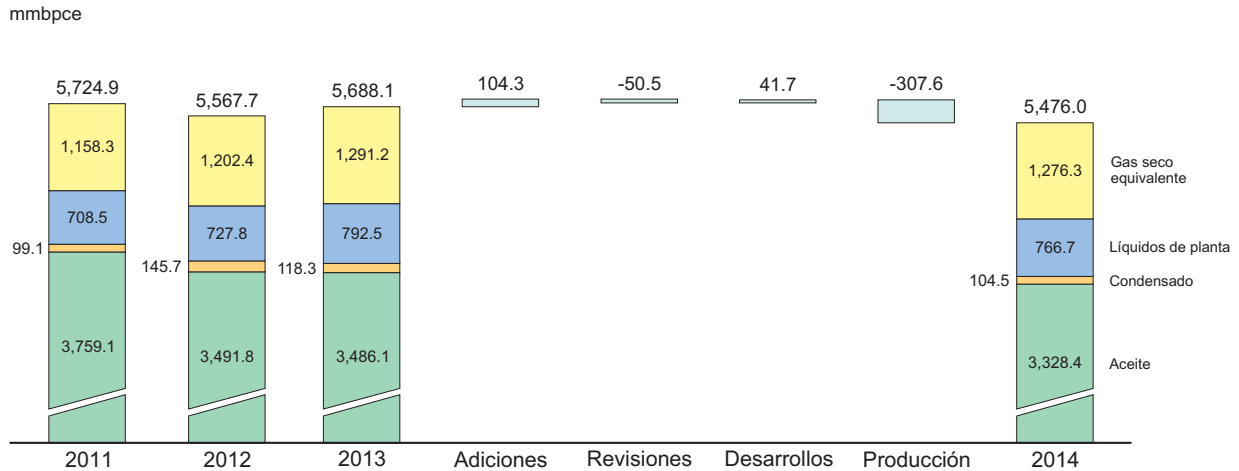


Figura 5.25 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

5.15 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

### Petróleo crudo equivalente

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2014 asciende a 5,476.0 millones de barriles, equivalente al 13.0 por ciento del total nacional. Este valor comparado con el del año anterior, presenta un incremento de 1.7 por ciento. La reserva 3P se localiza principalmente en los campos de los activos de producción Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que con-

centran, 77.7 por ciento del total. En la figura 5.25 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2013, en comparación con los años 2011 y 2012.

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2014 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 3,639.0 millones de barriles, volumen que significa 27.1 por ciento de la reserva probada nacional, figura 5.26. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 96.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación positiva se origina principalmente con 101.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por la perforación y terminación exitosa

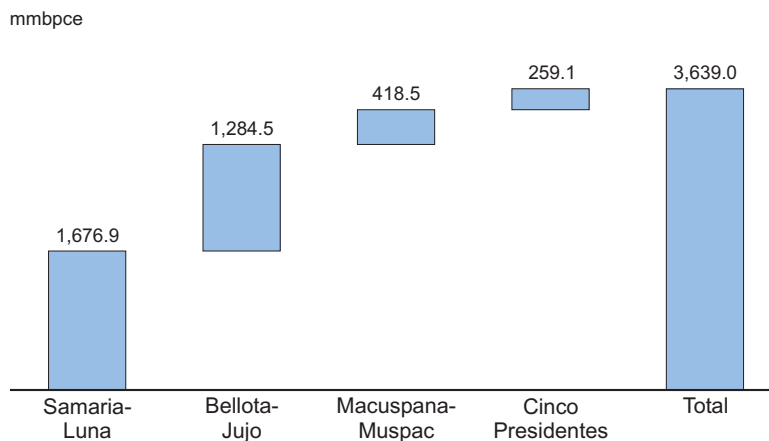


Figura 5.26 Reservas probadas al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

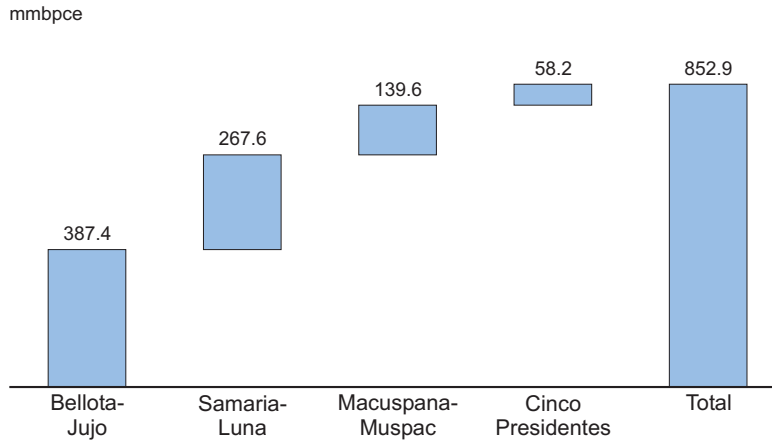


Figura 5.27 Reservas probables al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

de los pozos de desarrollo realizados durante 2013 en los campos Terra, Pareto, Tizón y Madrefil. Los descubrimientos debido a la actividad exploratoria aportaron 8.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal decremento se tuvo en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por 23.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente debido al incremento en el flujo fraccional de agua del campo. Además la producción en el período explica una disminución de 307.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, la región totalizó 852.9 millones de barriles, que equivalen al 7.5 por

ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.27. Para esta categoría se presenta un decremento de 63.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se origina principalmente por el incremento en el flujo fraccional de agua en el campo Samaria, reclasificación de reservas probables a posibles por los resultados del pozo Navegante-1, reclasificación de reservas probables a probadas en el campo Pareto por el éxito obtenido en la perforación y terminación de los pozos Pareto-2 y 4 y por la actualización del modelo estático y dinámico del campo Bricol, totalizando 71.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal incremento se presenta en el campo Terra por 17.1 millones de barriles de petróleo

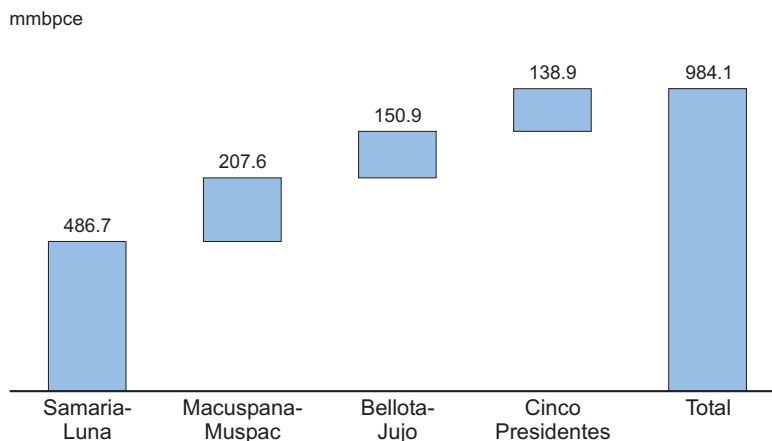


Figura 5.28 Reservas posibles al 1 de enero de 2014, distribuidas por activo en la Región Sur.

crudo equivalente, como resultado de la perforación y terminación exitosa de los pozos Terra-123 y 114.

La reserva posible al 1 de enero de 2014 es de 984.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 5.7 por ciento del total del país, figura 5.28. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento de 63.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación positiva se debe principalmente a los campos Ayocote y Navegante, que en conjunto aumentaron en 77.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el caso del primer campo se trata de un campo nuevo, producto del resultado exitoso que tuvo la perforación y terminación del pozo exploratorio Ayocote-1 y para el segundo campo como ya se ha comentado anteriormente se debe a la reclasificación de reservas probables a posibles por no tenerse resultados positivos en el pozo Navegante-1. En lo que respecta a decrementos, el campo Bricol disminuye sus reservas por la actualización del modelo estático y dinámico y en Sunuapa se da de baja el Bloque IV, en el cuál se tenían programadas tres localizaciones a perforar, juntos disminuyen en 53.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

### Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción en petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014, alcanza un valor de 11.8 años. El valor anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2013, cuyo volumen es de 307.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 14.6 años, mientras que la citada relación resulta de 17.8 años al considerar la reserva 3P o total. El Activo de Producción Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 16.9, 22.0 y 23.9 años, respectivamente.

Considerando la reserva probada de aceite, la relación reserva probada-producción de la región es 12.2 años, empleando una producción anual de 175.5 millones de barriles de aceite en 2013. Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 15.4 años, en tanto para la reserva 3P de 19.0 años. El Activo de Producción Bellota-Jujo tiene la mayor

Cuadro 5.16 Evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Sur.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
<b>2012</b>	<b>Total</b>	<b>3,491.8</b>	<b>145.7</b>	<b>727.8</b>	<b>1,202.4</b>	<b>5,567.7</b>
	Probada	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2
	Probable	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4
	Posible	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1
<b>2013</b>	<b>Total</b>	<b>3,486.1</b>	<b>118.3</b>	<b>792.5</b>	<b>1,291.2</b>	<b>5,688.1</b>
	Probada	2,290.0	92.4	565.3	902.9	3,850.6
	Probable	607.8	20.6	105.4	182.9	916.7
	Posible	588.3	5.3	121.9	205.4	920.8
<b>2014</b>	<b>Total</b>	<b>3,328.4</b>	<b>104.5</b>	<b>766.7</b>	<b>1,276.3</b>	<b>5,476.0</b>
	Probada	2,139.4	82.4	536.6	880.6	3,639.0
	Probable	557.9	17.5	101.1	176.4	852.9
	Posible	631.2	4.6	129.0	219.4	984.1

relación reserva probada-producción de aceite con 17.0 años, seguido por el Activo de Producción Samaria-Luna con una relación de 15.7 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta resulta de 10.5 años, utilizando una producción anual de 573.2 miles de millones de pies cúbico, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.6 y 15.3 años, respectivamente. El activo de producción que presenta la mayor relación reserva-producción en sus categorías 1P, 2P y 3P es Bellota-Jujo con 15.2, 18.6 y 20.0 años, respectivamente.

### **Reservas por tipo de fluido**

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido se muestran en el cuadro 5.16 referidas al 1 de enero de los años 2012 a 2014, para las respec-

tivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2013 de 3,639.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 58.8 por ciento de aceite crudo, 2.3 por ciento de condensado, 14.7 por ciento de líquidos de planta y 24.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 852.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 65.4 por ciento de aceite crudo, 2.0 por ciento de condensado, 11.9 por ciento de líquidos de planta y 20.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 984.1 millones de barriles y está distribuida en 64.1 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 13.1 por ciento de líquidos de planta y 22.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.