

Distribución de las reservas de hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son valores dinámicos que sufren cambios frecuentes debidos a diferentes circunstancias, entre las que destacan: las actividades exploratorias y delimitación, el desarrollo de campos, el comportamiento de la presión-producción de los yacimientos, la actualización de los modelos sísmicos-geológicos y evidentemente la extracción de la producción.

Las variaciones de reservas de hidrocarburos, en las categorías probadas, probables y posibles, que se observaron durante 2012, son analizadas en este capítulo, tomando en consideración que los cambios de reservas originados dentro de los rubros de actividades exploratorias y delimitación, se originaron como consecuencia de la perforación de pozos exploratorios y delimitadores, respectivamente, por lo que dichas variaciones son siempre positivas en el primer caso y positivas o negativas en el segundo. En cuanto al rubro de desarrollos, éste se origina precisamente por la perforación de pozos de desarrollo, generando en consecuencia incrementos o decrementos en las reservas de hidrocarburos. El análisis del comportamiento presión-producción de los campos o las actualizaciones de los modelos geológicos-geofísicos, generan reducciones o incrementos en el rubro de revisiones, incidiendo sobre los valores de reservas de hidrocarburos reportados. Finalmente, la extracción de la producción de aceite y/o gas natural inciden de manera directa sobre las estimaciones de las reservas probadas.

Las evaluaciones y actualizaciones de reservas de hidrocarburos realizadas durante el año 2012, para los campos de Pemex Exploración y Producción, se ejecutaron de acuerdo a estricto apego a nor-

mas internacionales. 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) 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 esta manera, en este capítulo se presenta el análisis de las principales variaciones de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías, 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 2012, también fueron incluidas en el análisis.

5.1 Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Suroeste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 189,056 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas territoriales nacionales, frente a

las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 5.1 muestra la localización geográfica de la región.

La Región Marina Noreste se constituye por los activos de producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde las etapas de incorporación y reclasificación, 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 los yacimientos que se encuentran en producción. Durante 2012, se incluyeron en la región volúmenes adicionales de hidrocarburos por revisión del comportamiento de campos ya existentes, durante este lapso, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap se mantuvo como el primer productor de crudo a nivel nacional.

A la fecha de evaluación, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 14 los que mostraron producción a lo largo del año 2012, de ellos 9 en el Activo de Producción Cantarell y 5 del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2012 fue de 479.2 millones de barriles de aceite y 488.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos significan el 51.4 y 20.9 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2013 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2012, fue de 1,309.2 miles de barriles de aceite y 1,333.9 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Zaap del complejo Ku-Maloob-Zaap, el que se ubicó como el más importante del país, al aportar 290.3 mil barriles de aceite diarios y



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

101.0 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, lo anterior se logró por las acciones emprendidas para continuar con plan de desarrollo de este campo. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap, continúa el incremento de producción, derivado del desarrollo en los campos Maloob y Zaap y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión de los yacimientos mediante inyección de nitrógeno. Con base en lo anterior, se prevé que durante al año 2013, 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 2013, el volumen original probado de aceite de la región corresponde a 62,941.7 millones de barriles, correspondiendo al 39.2 por ciento del volumen nacional en dicha categoría, derivado del desarrollo y estudios de caracterización de los campos. A nivel de activo de producción, Cantarell

engloba la mayor parte del volumen con 37,505.9 millones de barriles de aceite, lo que significa 59.6 por ciento del total; esto implica un incremento con relación al año anterior como resultado del desarrollo y revisiones realizadas en los campo del activo. En lo que respecta a Ku-Maloob-Zaap, cuenta con 25,435.8 millones de barriles de aceite, que representan 40.4 por ciento remanente, el aumento en el volumen con respecto a 2012, se explica por el desarrollo de los campos Ku, Maloob, Zaap y actualización de los modelos geológico-petrofísico. Para el volumen original probable de aceite éste alcanzó 6,064.2 millones de barriles, que representan 11.7 por ciento del total nacional, en esta categoría, lo que significa un aumento con respecto al año anterior. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap posee 5,316.7 millones de barriles, equivalentes a 87.7 por ciento de la región; el Activo de Producción Cantarell reporta 747.5 millones de barriles, equivalente al 12.3 por ciento restante. En cuanto al volumen original posible de aceite, éste presentó un aumento con respecto a 2012, ubicándose en 8,842.9 millones de barriles, que equivalen a 17.4 por ciento del volumen nacional, resultado de la revisión del modelo geológico-petrofísico de los campos Tekel y Pit. El Activo de Producción Cantarell contiene 547.8 millones de barriles en sus campos y el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra 8,295.1 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
2011	Total	73,483.2	27,462.5
	Probado	60,014.7	24,847.9
	Probable	5,556.2	1,036.2
	Posible	7,912.3	1,578.4
2012	Total	76,769.1	27,939.4
	Probado	62,203.2	25,603.5
	Probable	5,739.8	973.1
	Posible	8,826.2	1,362.8
2013	Total	77,848.8	28,178.5
	Probado	62,941.7	25,621.5
	Probable	6,064.2	1,107.4
	Posible	8,842.9	1,449.6

El volumen original probado de gas natural de la Región Marina Noreste registró 25,621.5 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2013, el valor corresponde con el 13.1 por ciento del total nacional, se tiene un incremento al compararse con lo reportado en el ejercicio anterior, asociado al desarrollo en los campos Maloob y Zaap y la actualización de su modelo geológico-petrofísico. Es el Activo de Producción Cantarell el que contribuye con 17,651.9 miles de millones de pies cúbicos que se manifiestan como el 68.9 por ciento del volumen, mientras que la aportación del

Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es 7,969.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 31.1 por ciento restante.

En la categoría de reserva probable, el volumen original de gas natural, asciende a 1,107.4 miles de millones de pies, observándose un incremento respecto a lo reportado en 2012. De éste volumen la mayor parte, 70.1 por ciento, pertenece al Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap y el 29.9 por ciento restante al Activo de Producción Cantarell. Mientras que el volumen original posible de gas natural, también aumentó, siendo de 1,449.6 miles de millones de pies cúbicos de gas al 1 de enero de 2013, donde el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap contiene 79.1 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 20.9 por ciento complementario.

5.1.2 Evolución de las reservas

El comportamiento que han tenido las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los años 2010, 2011 y 2012, se aprecian en las figuras 5.2 y 5.3. Al 1 de enero de 2013, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste son 11,540.5 millones de barriles de aceite crudo y 4,436.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 37.4 y 7.0 por ciento del total nacional, respectivamente.

De la evaluación de reservas 2P, éstas alcanzan 8,523.9 millones de barriles de aceite crudo y 3,782.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 46.0 y 10.8 por ciento de las reservas 2P del país, respectivamente. El cuadro 5.2 presenta la constitución de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural, a nivel activo.

El valor de reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2013 es de 5,539.2 millones de barriles y representa 55.0 por ciento de la reserva probada total nacional; mientras que, para el gas natural, en la misma categoría de reserva, el dato es 2,823.9 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes al 16.5 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. Las reservas probables y posibles de aceite se han estimado en 2,984.7 y 3,016.7 millones de barriles, cifras que representan 35.3 y 24.6 por ciento, de las reservas nacionales en estas categorías, con base en los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,523.9 y 11,540.5 millones de barriles.

Las reservas probable y posible de gas natural, suman 958.4 y 653.9 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 5.4 y 2.3 por ciento, de las reservas nacionales de gas en estas categorías respectivamente, por lo anterior, el cálculo de reservas 2P y 3P, se determina en 3,782.3 y 4,436.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

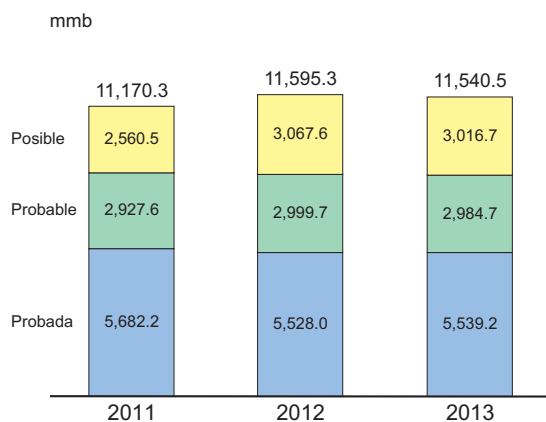


Figura 5.2 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

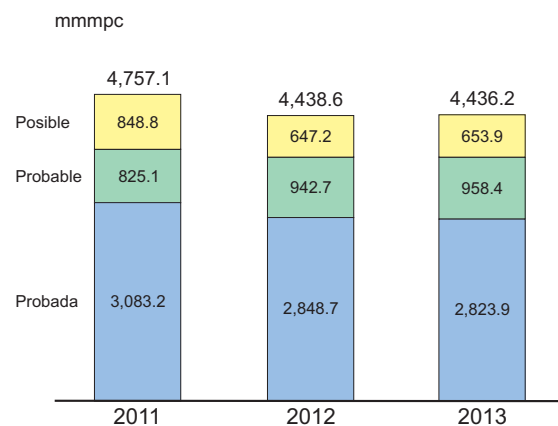


Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

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
1P	5,445.9	93.2	0.0	2,809.7	14.2
Cantarell	1,959.9	93.2	0.0	1,313.2	14.2
Ku-Maloob-Zaap	3,486.0	0.0	0.0	1,496.5	0.0
2P	8,354.0	169.9	0.0	3,766.7	15.6
Cantarell	3,382.7	169.9	0.0	1,850.8	15.6
Ku-Maloob-Zaap	4,971.3	0.0	0.0	1,915.9	0.0
3P	11,370.7	169.9	0.0	4,378.5	57.8
Cantarell	4,872.5	169.9	0.0	2,134.8	57.8
Ku-Maloob-Zaap	6,498.1	0.0	0.0	2,243.6	0.0

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,487.6 y 1,051.5 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se tienen 2,431.9 y 392.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, considerando la densidad del crudo, las reservas probadas de aceite crudo pueden dividirse de la manera siguientes, 5,445.9 millones de barriles de aceite pesado, equivalentes a un 98.3 por ciento de la reserva, mientras que el 1.7 por ciento restante del total probado de la región, se compone por 93.2 millones de aceite ligero.

Para la reserva probada de gas natural de la región, se tienen 2,823.9 miles de millones de pies cúbicos, las cuales se componen en gas asociado y no asociado, siendo 2,809.7 miles de millones de pies cúbicos el volumen asociado, que representan 99.5 por ciento de la reserva y 14.2 miles de millones de pies cúbicos al no asociado, equivalente a 0.5 por ciento del total probado de la región.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2013, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 5,539.2 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concen-

tra en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 3,486.0 millones de barriles, equivalentes a 62.9 por ciento regional, en tanto que, el Activo de Producción Cantarell registra 2,053.2 millones de barriles que representan el 37.1 por ciento restante.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2013, registra un incremento de 490.3 millones de barriles con respecto al año anterior. Este se debe a la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob, Zaap y Sihil y el mejor comportamiento presión-producción en el campo Ku; las variaciones en estos campos, suman 475.9 millones de barriles de aceite. Durante este periodo no se tuvieron reducciones significativas en los volúmenes de reservas, motivadas por revisiones al comportamiento dinámico de los campos. Los campos Akal, Maloob y Zaap concentran el mayor porcentaje de reserva de la región, al acumular 3,844.1 millones de barriles, los cuales representan el 69.4 por ciento de reserva probada de aceite de la región.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto de 463.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior. La variación se atribuye a la revisión del comportamiento

presión-producción del campo Akal y a la reclasificación de reservas probables a probadas en los campos Sihil y Maloob. En la distribución de estas reservas por activo, la mayor parte se encuentra en Ku-Maloob-Zaap con el 53.0 por ciento, mientras que Cantarell concentra el 47.0 por ciento complementario.

Por lo que respecta a la reserva probable de aceite, el valor estimado al 1 de enero del presente año muestra un decremento de 15.0 millones de barriles de aceite, es decir 0.5 por ciento menos que el año anterior. En particular se tienen incrementos en los campos Balam, Ek y Tekel con un total de 221.1 millones de barriles de aceite, siendo para los primeros por mejoras en los esquemas de explotación de los campos, mientras que para el tercero se debe a la revisión de los modelos estático y dinámico. Se tienen reducciones por 271.2 millones de barriles de aceite de los campos Sihil, Maloob y Zaap. Para esta categoría de reservas el Activo de Producción Cantarell reúne el 50.2 por ciento del volumen regional.

La reserva probable de gas natural de la región al 1 de enero de 2013, presenta un incremento de 15.7 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2012, situándose en 958.4 miles de millones de pies cúbicos. La mayoría de los campos de la región

no tuvieron variaciones significativas, destacándose, el incremento de 41.0 miles de millones de pies cúbicos del campo Balam, mientras que el campo Sihil, es el que presentó la mayor disminución con una reducción de 44.9 miles de millones de pies cúbicos. A nivel activo, Cantarell contiene el 56.2 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el 43.8 por ciento restante.

Para el caso de la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2013, ésta registra una reducción de 50.9 millones de barriles de con respecto al año previo. Los campos que muestran aumento en sus valores de reserva son Sihil y Lum, debido a la revisión de los factores de recuperación en las áreas asignadas en esta categoría, dando una suma de 138.4 millones de barriles de aceite, por otro lado, se presentaron reducciones en las reservas de los campos Maloob y Tekel, ocasionados por la reclasificación de reservas y la revisión del modelo geológico, respectivamente, la suma de las variaciones da un total de 160.0 millones de barriles. El Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentra el 50.6 por ciento de la reserva posible de la región, mientras el Activo de Producción Cantarell participa con el 49.4 por ciento.

Al 1 de enero de 2013, la reserva posible de gas natural presenta un ligero incremento de 6.7 miles de

Cuadro 5.3 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2013.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Cantarell	1,327.3	1,175.8	946.8
	Ku-Maloob-Zaap	1,496.5	1,126.6	904.5
Probable	Cantarell	539.1	458.1	368.1
	Ku-Maloob-Zaap	419.4	299.3	240.3
Posible	Cantarell	326.2	296.3	246.2
	Ku-Maloob-Zaap	327.7	170.8	137.1

millones de pies cúbicos respecto al periodo anterior, situándose en 653.9 miles de millones de pies cúbicos, a la fecha de evaluación. El campo con el mayor incremento es Sihil con 34.3 miles de millones de pies cúbicos, mientras que, Maloob y Pit redujeron su volumen de reservas en 41.7 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 5.3 presenta las reservas de gas natural por activo estimadas al 1 de enero de 2013 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 2013 de la Región Marina Noreste asciende a 6,163.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y corresponde al 44.4 por ciento del total nacional. Al comparar este dato con el reportado al 1 de enero de 2012, éste registra un incremento de 542.3 millones de barriles. Lo anterior es resultado de la aplicación de mejores esquemas de explotación en los campos Sihil y Maloob, en el aspecto de las disminuciones, el campo Akal muestra un decremento de 23.3 millones de barriles. La figura 5.4 muestra la distribución de reservas probadas por activo, Ku-Maloob-Zaap representa el 61.8 por ciento, en tanto Cantarell contiene el 38.2 por ciento.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013, registra un decremento de 14.2 millones de barriles, esto como resultado de la reclasificación de reservas probables a probadas de los campos Sihil y Maloob, por lo tanto el valor de la reserva probable es de 3,189.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a nivel nacional al 25.9 por ciento. La figura 5.5 presenta la distribución de la reserva por activo, siendo el Activo de Producción Cantarell en donde se concentra la mayor parte del volumen regional con 50.8 por ciento.

En la categoría de reserva posible la Región Marina Noreste, cuantifica 3,137.2 millones de barriles

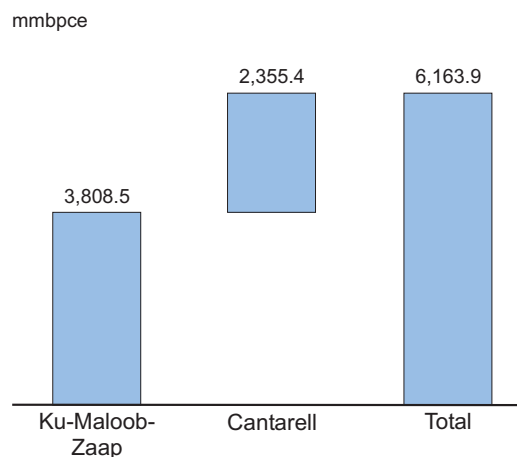


Figura 5.4 Reservas probadas al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año, equivalentes al 17.1 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 50.2 por ciento. Para la fecha de evaluación, se tuvo una disminución del orden de 46.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, generado por la reclasificación de reservas del campo Maloob y la revisión del modelo geológico del campo Tekel, ambos campos suman una

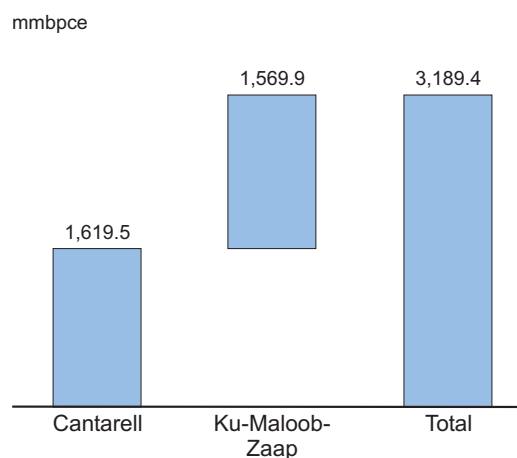


Figura 5.5 Reservas probables al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

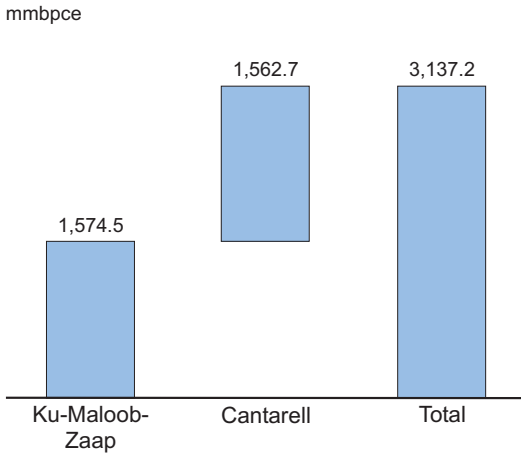


Figura 5.6 Reservas posibles al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

reducción de 165.9 millones de barriles de aceite crudo equivalente, en la parte de los incrementos los campos Sihil y Lum suman 150.6 millones de barriles de aceite crudo equivalente, derivados de la revisión de los factores de recuperación en las áreas de reserva posible. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva total o 3P de la región presenta un incremento de 482.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,490.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013, concentrando 28.0 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 11.9 años considerando como constante la producción registrada durante 2012 de 517.8 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 18.1 años, finalmente para la reserva (3P) la relación mencionada es 24.1 años.

A nivel activo, Ku-Maloob-Zaap durante el año 2012 tuvo una producción de 338.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, empleando este valor, se estima una relación reserva-producción de 11.3 años; mientras que para Cantarell la relación resulta de 13.1 años con una producción en 2012, de 179.4 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 15.9 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 20.5 años. El Activo de Producción Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 22.2 años. Para las reservas totales

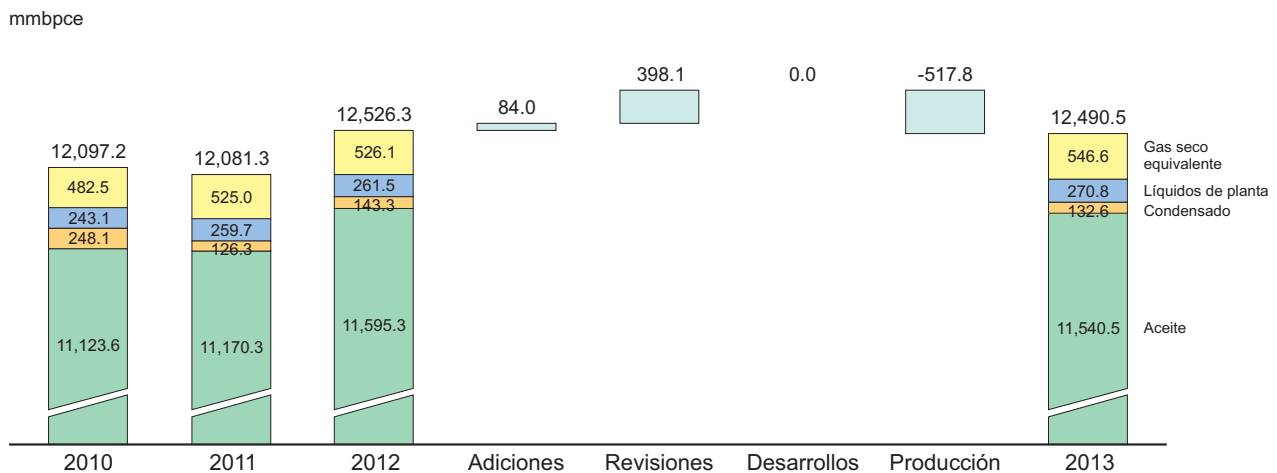


Figura 5.7 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

(3P), la relación reserva-producción se incrementa a 30.9 años.

Es importante mencionar que durante 2012, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap se colocó como el primer productor de aceite a nivel nacional con una producción de 924.6 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 2011 al 1 de enero de 2013. Se observa que la reserva probada de 6,163.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se constituye por 89.9 por ciento de aceite crudo, 1.5 por ciento de condensado, 2.9 por ciento de líquidos de planta y 5.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 3,189.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone de 93.6 por ciento de aceite crudo, 0.9 por ciento de condensado, 1.8 por ciento

de líquidos de planta y 3.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,137.2 millones de barriles y está distribuida en 96.2 por ciento de aceite crudo, 0.4 por ciento de condensado, 1.1 por ciento de líquidos de planta y 2.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Región Marina Suroeste

Dentro de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos está la incorporación de volúmenes de hidrocarburos que van orientados a restituir la producción de los yacimientos existentes. Dicha incorporación por concepto de adiciones exploratorias, se ha concentrado de manera importante en la Región Marina Suroeste. Estos descubrimientos han permitido contribuir en la reposición de los hidrocarburos producidos en la región, y más aún, a nivel nacional.

La región se ubica en aguas territoriales que comprenden la plataforma y talud continental del Golfo

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
2011	Total	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3
	Probada	5,682.2	85.3	172.2	343.6	6,283.4
	Probable	2,927.6	22.1	45.2	89.7	3,084.6
	Posible	2,560.5	18.9	42.3	91.7	2,713.3
2012	Total	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3
	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
2013	Total	11,540.5	132.6	270.8	546.6	12,490.5
	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



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

de México. Su extensión cubre un área superior a 352,390 kilómetros cuadrados. En la porción Sur, colinda con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Este con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente está limitada por las aguas territoriales nacionales, como se aprecia en la figura 5.8.

Al 1 de enero de 2013, los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco conforman la estructura organizacional de la Región Marina Suroeste. Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina más allá de la isobata de 500 metros, han sido satisfactorios en los años recientes.

Actualmente la región administra 72 campos con reservas remanentes, 25 de los cuales registran, al 1 de enero de 2013 producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Los campos que se han explotado en la región representan 34.7 por ciento. De acuerdo a esta relación, existe un im-

portante potencial por desarrollar en la zona marina perteneciente a la Región Marina Suroeste.

La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2012, promedió 585.5 miles de barriles y 1,259.2 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 214.3 millones de barriles de aceite y 460.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 23.0 y 19.7 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La actividad exploratoria durante el año 2012, resultó exitosa al descubrirse el campo Kunah, en la Cuenca del Golfo de México Profundo resultando productor de gas húmedo y cuya reserva 3P asciende a 379.4 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

Al 1 de enero de 2013, el volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste es 19,401.6 millones de barriles, lo cual representa 12.1 por ciento del volumen nacional en dicha categoría. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene la mayor parte del volumen de la región con 14,757.9 millones de barriles de aceite, es decir, 76.1 por ciento del total. Por otro lado, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra 4,643.7 millones de barriles de aceite, o sea 23.9 por ciento del volumen regional. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 4,018.8 y 5,907.4 millones de barriles, equivalentes a 7.7 y 11.6 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 61.9 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,487.4 millones de barriles, como resultado de las actividades de desarrollo y revisión. Por otra parte, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc concentra 38.1 por ciento del volumen original probable regional, que representa 1,531.5 millones de barriles, volumen mayor con respecto al año anterior básicamente por desarrollo y revisión de campos. De los 5,907.4 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 4,631.2 millones de barriles corresponden a los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, y 1,276.2 millones de barriles corresponden al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

Con relación a los volúmenes originales de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2013 se tienen 26,021.3 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 13.3 por ciento del total nacional. El 59.4 por ciento regional corresponde al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 15,447.1 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones.

Adicionalmente, 10,574.2 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo de Producción Litoral de Tabasco, y equivalen a 40.6 por ciento de la región. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 7,956.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un incremento con respecto al año anterior originado principalmente por un nuevo yacimiento, desarrollo y revisión de campos. El 82.8 por ciento del volumen original probable de la regional corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco, 17.2 por ciento al Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc. Para el caso de volúmenes posibles, estos se ubican en 14,126.9, miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo de Producción Litoral de Tabasco engloba 97.6 por ciento del volumen original posible de la región, el 2.4 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc. Es importante mencionar que durante 2012, se realizó un importante descubrimiento en aguas profundas, producto de la actividad exploratoria realizada principalmente en el Activo de Producción Litoral de Tabasco, lo que ocasionó un incremento en sus volúmenes originales. 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 2011 a 2013.

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
2011	Total	27,189.2	41,200.1
	Probado	18,345.2	23,932.1
	Probable	3,385.8	6,399.0
	Posible	5,458.2	10,869.0
2012	Total	28,719.2	45,224.4
	Probado	19,129.1	26,222.0
	Probable	3,595.9	5,740.2
	Posible	5,994.3	13,262.2
2013	Total	29,327.9	48,104.4
	Probado	19,401.6	26,021.3
	Probable	4,018.8	7,956.2
	Posible	5,907.4	14,126.9

5.2.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2013 para la Región Marina Suroeste ascienden a 1,309.6 millones de barriles, lo que representa 13.0 por ciento de la reserva probada del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra asciende a 4,168.8 miles de millones de pies cúbicos, representando 24.4 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 1,234.4 y 1,492.1 millones de barriles, contribuyendo con 14.6 y 12.1 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,543.9 y 4,036.0 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 4,250.6 y 7,582.5 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 23.8 y 26.8 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,419.4 y 16,001.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. 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 relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la región, éstas registran valores de 699.2 y 610.4 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,745.3 y 2,423.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite crudo de la región está constituida, en función de su densidad, por 98.6 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 7.5 por ciento de la reserva, 836.3 millones de barriles de aceite ligero ó 63.9 por ciento, y 374.6 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 28.6 por ciento del total probado de la región. En lo referente a la reserva probada de gas natural, ésta se compone de 38.5 por ciento o 1,605.7 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 61.5 por ciento de gas no asociado, equivalente a 2,563.1

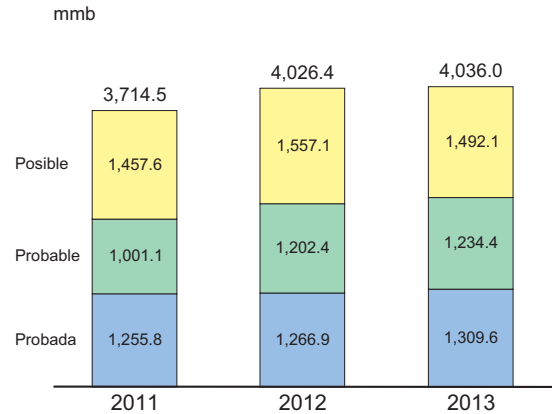


Figura 5.9 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.6 presenta la composición de las reservas 1P, 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

La reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2013, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,309.6 millones de barriles, de los cuales 506.2 millones ó 38.7 por ciento se ubican en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 803.3 millones de barriles de aceite, es decir 61.3 por cien-

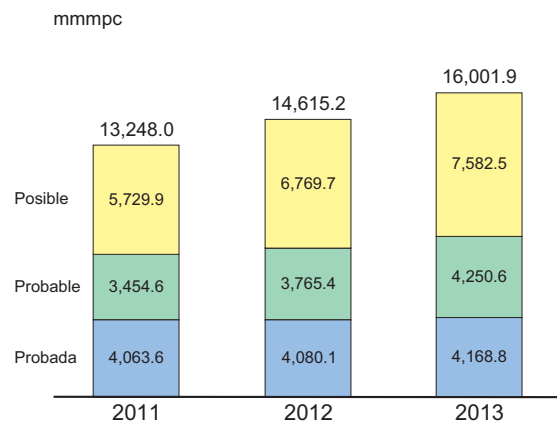


Figura 5.10 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

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
1P	98.6	836.3	374.6	1,605.7	2,563.1
Abkatún-Pol-Chuc	9.9	475.9	20.4	919.4	104.7
Litoral de Tabasco	88.7	360.4	354.2	686.3	2,458.4
2P	392.7	1,520.9	630.3	2,930.3	5,489.1
Abkatún-Pol-Chuc	133.0	872.1	55.8	1,739.0	184.0
Litoral de Tabasco	259.7	648.7	574.6	1,191.4	5,305.1
3P	758.7	2,047.6	1,229.7	3,833.1	12,168.8
Abkatún-Pol-Chuc	277.4	901.3	61.3	1,802.3	216.1
Litoral de Tabasco	481.3	1,146.3	1,168.4	2,030.8	11,952.7

to, le corresponden al Activo de Producción Litoral de Tabasco.

La reserva probada de aceite a nivel regional tuvo un incremento neto de 257.0 millones de barriles, con respecto a la reportada el 1 de enero de 2012. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 292.4 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación negativa de 35.5 millones de barriles con respecto al año anterior. A nivel de activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 189.9 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada 174.0 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponden 15.9 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.

El Activo de Producción Litoral de Tabasco registró un incremento en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2013 por 67.0 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 118.4 millones de barriles y el decremento por 51.4 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.

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas de gas natural ascienden a 4,168.8 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 1,024.1 miles de millones de pies cúbicos en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 3,144.7 miles de millones de pies cúbicos.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto por 549.5 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al 1 de enero de 2012. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 734.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y una disminución de 185.3 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 382.2 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 presentó un incremento por 167.4

miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 395.0 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación negativa por 227.6 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.

La reserva probable de aceite crudo de la región, al 1 de enero de 2013, presenta un incremento de 31.9 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc registró un decremento de 15.4 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el incremento en el Activo de Producción Litoral de Tabasco por 47.3 millones de barriles, explica la variación positiva 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 2013, asciende a 1,234.4 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 485.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra repor-

tada al 1 de enero del año anterior. Esta variación se compone de 113.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural registrado en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc de y 371.6 miles de millones de pies cúbicos en Activo de Producción Litoral de Tabasco por. Los principales incrementos se dieron en los campos Kuil, Ixtal y Onel debido al desarrollo, comportamiento y revisión de su modelo geológico-petrofísico, lo que se traduce en 213.9 miles de millones de pies cúbicos. En contraparte, Abkatún y Ché, registraron decrementos por revisión, que ascendieron a 128.3 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, no pudieron contrarrestar las variaciones positivas mencionadas anteriormente. Asimismo, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registro 1,059.0 miles de millones de pies cúbicos, producto de la actividad exploratoria que se tuvo con la incorporación del campo Kunah.

Al 1 de enero de 2013, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,492.1 millones de barriles y 7,582.5 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación negativa por 64.9 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2012. En esta categoría, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta un

Cuadro 5.7 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2013.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Abkatún-Pol-Chuc	4,168.8	3,593.0	2,856.1
	Litoral de Tabasco	1,024.1	773.6	614.7
Probable	Abkatún-Pol-Chuc	4,250.6	3,668.1	2,928.1
	Litoral de Tabasco	898.8	680.9	541.2
Posible	Abkatún-Pol-Chuc	7,582.5	6,834.8	5,612.1
	Litoral de Tabasco	95.5	68.1	54.2
		7,487.0	6,766.7	5,558.0

incremento por 21.5 millones de barriles, básicamente por revisión. Adicionalmente, en esta categoría el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra un decremento por 86.5 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en los campos de Kab por desarrollo y Bolontikú, Xanab e Ichalkil por revisión.

En lo concerniente a la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación positiva de 812.8 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc, registra un incremento de 5.5 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco tuvo un incremento por 807.3 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 734.0 miles de millones de pies cúbicos, en el campo Kunah. 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

La reserva probada de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013 asciende a 2,165.3 millones de barriles. Este volumen representa 15.6 por ciento del

total nacional. Con relación al 1 de enero de 2012, la reserva presenta una variación neta positiva que asciende a 357.3 millones de barriles. De acuerdo a la figura 5.11, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc contiene 32.3 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 700.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 262.8 millones de barriles con respecto al año anterior. Estos incrementos básicamente se deben al desarrollo de los campos Homol y Kuil con 32.4 y 77.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones en Abkatún y Chuc e Ixtal con 35.5, 33.9 y 36.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Por otra parte, el Activo de Producción Litoral de Tabasco concentra 67.7 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente de la región, es decir, 1,465.4 millones de barriles. En el Activo de Producción Litoral de Tabasco se presentaron incrementos que totalizan 94.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por el desarrollo de los campos Yaxché, May y Tsimin que registraron en conjunto 123.4 millones de barriles.

La reserva probable de la región al 1 de enero de 2013 cuantifica un volumen de 2,107.2 millones de

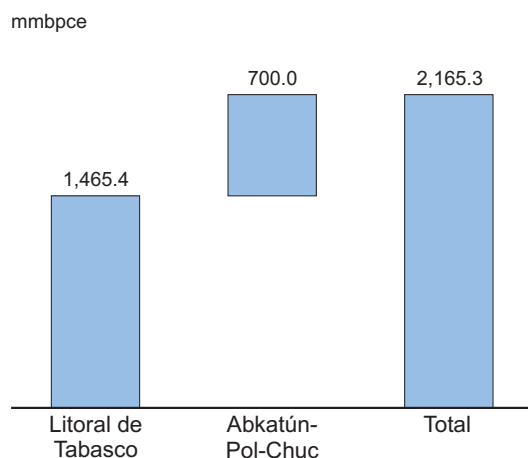


Figura 5.11 Reservas probadas al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

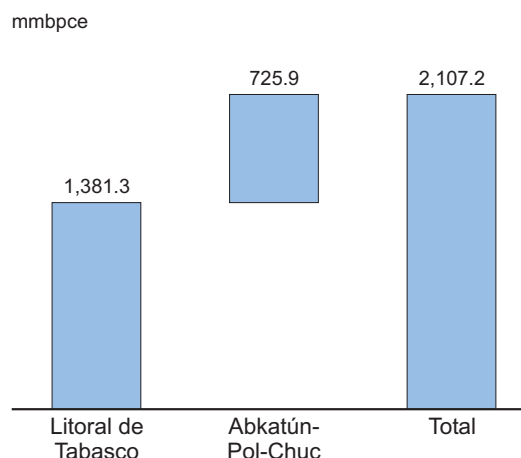


Figura 5.12 Reservas probables al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

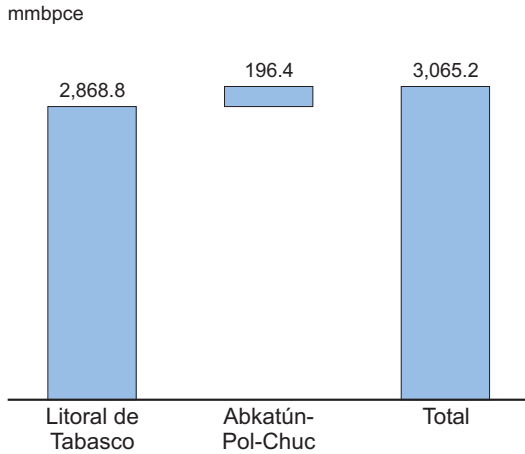


Figura 5.13 Reservas posibles al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 17.1 por ciento de las reservas del país en esta categoría. La figura 5.12 presenta la distribución de las reservas a nivel activo de producción. Este volumen de reservas muestra un incremento con relación al reportado al 1 de enero de 2012. Dicho incremento cuantifica 130.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco presentaron incrementos por un total de 124.2 millones de barriles, como resultado de los descubrimientos, desarrollos y revisiones. La restante variación positiva, se localiza básicamente en el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc.

Al 1 de enero de 2013, la reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente ascendió a 3,065.2 millones de barriles, como se muestra en la figura 5.13. Este volumen representa 16.7 por ciento de la cifra nacional respectiva. Así, a la fecha indicada se presenta un incremento por 102.7 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo de producción, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un incremento por 22.8 millones de barriles. En cuanto al Activo de Producción Litoral de Tabasco, éste registró una variación positiva que asciende a 80.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La actividad exploratoria culminó con el descubrimiento de los yacimientos nuevos en el campo Kunah por 155.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Asimismo, en los rubros de desarrollo y revisiones se tuvieron decrementos que en conjunto ascendieron a 75.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que no fueron suficientes para contrarrestar los resultados positivos antes citados por la incorporación del campo Kunah. La figura 5.14 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2013 y su comparación respecto a los años 2009 a 2012.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Suroeste es de 7.0 años, considerando una

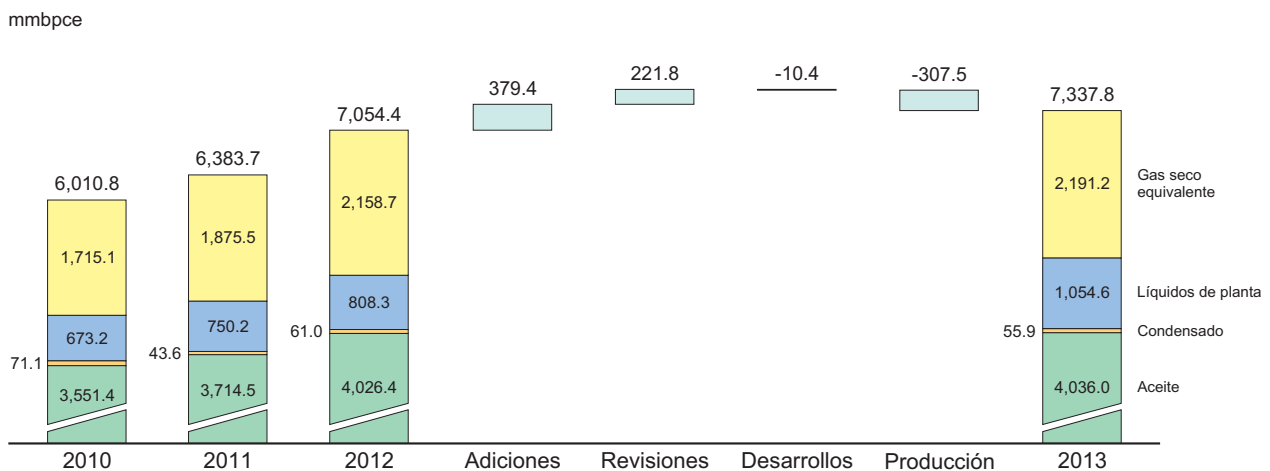


Figura 5.14 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

producción constante de 307.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la reserva probada más probable, la relación resulta de 13.9 años, mientras que utilizando la reserva 3P es de 23.9 años. En particular, el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc presenta el menor valor de esta relación con 5.2 años, utilizando la reserva probada, en tanto que para el Activo de Producción Litoral de Tabasco resulta de 8.4 años.

Considerando las reservas 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 10.7 y 16.4 años para los activos de producción Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente. En el caso de las reservas 3P o totales, los valores son 12.1 años para el Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc y 32.9 años para Litoral de Tabasco.

Reservas por tipo de fluido

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 2011 a 2013, para las respectivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2012 de 2,165.3 millones de

barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 60.5 por ciento de aceite crudo, 0.8 por ciento de condensado, 13.4 por ciento de líquidos de planta y 25.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 2,107.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 58.6 por ciento de aceite crudo, 1.0 por ciento de condensado, 13.7 por ciento de líquidos de planta y 26.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,065.2 millones de barriles y está distribuida en 48.7 por ciento de aceite crudo, 0.6 por ciento de condensado, 15.6 por ciento de líquidos de planta y 35.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.3 Región Norte

De acuerdo al Diario Oficial de la Federación publicado el 28 de marzo de 2013 y con respecto a las otras regiones de Pemex-Exploración y Producción, la Región Norte presenta la mayor extensión territorial

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
2011	Total	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7
	Probada	1,255.8	22.2	251.5	546.8	2,076.3
	Probable	1,001.1	13.2	186.6	499.2	1,700.0
	Posible	1,457.6	8.2	312.1	829.5	2,607.4
2012	Total	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4
	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
2013	Total	4,036.0	55.9	1,054.6	2,191.2	7,337.8
	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



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

con 3.7 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente, incluyendo una porción terrestre así como otra marina. De acuerdo a la figura 5.15, 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, la isobata de 500 metros del Golfo de México y los límites convencionales de los proyectos exploratorios Tlanacán y Pullman, y al Occidente con aguas internacionales del Océano Pacífico.

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.

Específicamente, los activos de producción y el integral se enfocan primordialmente a las actividades de desarrollo de campos, así como a la optimización de la operación de los mismos. Por su parte, los activos de exploración tienen como objetivos principales la adición de 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.

Por la magnitud de su superficie, la región ocupa la primera posición en cuanto al número de campos operados y por ende también encabeza la lista en el contexto nacional en cuanto a las actividades de desarrollo. Como consecuencia de lo anterior, la Región Norte produce diversos tipos de hidrocarburos, es decir, aceite ligero y pesado, así como gas seco y húmedo, además de gas y condensado. De manera particular, 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.

En el año 2012, la región produjo 53.1 millones de barriles, es decir, 145.1 miles de barriles de aceite por día en promedio. En lo que concierne al gas natural, la producción anual de la Región Norte fue de 782.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo cual se tradujo en una producción promedio de 2,139.2 millones de pies cúbicos por día. A nivel nacional, las producciones anteriores comprenden 5.7 por ciento para el caso del aceite y 33.5 por ciento con respecto al gas natural.

Respecto a las actividades relacionadas con la perforación exploratoria, a lo largo del año 2012 se terminaron 12 pozos, sobresaliendo los casos de Bedel-1 y Master-1. El primer caso, realizado a nivel Terciario, reviste particular importancia al corroborar el potencial para la producción de aceite que ofrece la Cuenca de Veracruz, tradicionalmente productora de gas. El segundo pozo amplía las perspectivas para la reactivación de las actividades de explotación en

la Cuenca de Sabinas, al resultar productor de gas natural en la formación La Virgen, la cual data del Cretácico Inferior.

En cuanto a las actividades de desarrollo de campos, en el año 2012 se terminaron 926 pozos a nivel regional. De esta forma y al igual que en 2011, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo y el Activo Integral Burgos encabezan este rubro al registrar 584 y 200 pozos de desarrollo terminados, respectivamente.

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

El comportamiento histórico durante los últimos tres años de los volúmenes originales de aceite y gas natural se muestra en el cuadro 5.9. De esta forma, se observa que el volumen probado de la región alcanza un valor igual 42,661.5 millones de barriles de aceite, lo que a nivel nacional comprende 26.6 por ciento. Asimismo, en cuanto al gas natural, su volumen original es de 73,995.9 miles de millones de pies cúbicos, lo cual significa 37.9 por ciento del total nacional. En un contexto regional, el Activo de Producción Poza Rica-Altamira posee los volúmenes probados más elevados, registrando así 27,574.7 millones de barriles de aceite y 41,874.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes comprenden 64.6 y 56.6 por ciento del total de la Región Norte. Además, los volúmenes originales probados de aceite y gas natural para el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo son de 13,488.0 millones de barriles y 6,838.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Asimismo, el volumen original en la misma categoría de gas natural para el Activo Integral Burgos es de 19,202.6 miles de millones de pies cúbicos, mientras que para el Activo de Producción Veracruz la cifra asciende a 6,079.8 miles de millones de pies cúbicos.

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
2011	Total	166,663.0	146,030.6
	Probado	48,663.2	75,601.1
	Probable	66,549.6	36,131.6
	Posible	51,450.2	34,297.9
2012	Total	111,169.1	110,048.8
	Probado	41,187.3	71,433.3
	Probable	38,883.2	21,824.5
	Posible	31,098.7	16,791.0
2013	Total	115,777.5	125,428.8
	Probado	42,661.5	73,995.9
	Probable	39,213.2	27,247.5
	Posible	33,902.8	24,185.5

En lo que respecta a los volúmenes originales probables tanto de aceite como de gas natural a nivel regional, los valores suman 39,213.2 miles de millones de barriles y 27,247.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las cifras anteriores representan 75.3 y 68.2 por ciento de los totales nacionales correspondientes. Además, en esta categoría el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo ocupa la primera posición de la región con 97.2 por ciento del volumen original probable de aceite y con 70.3 por ciento para el gas natural. Estos porcentajes implican 38,103.3 millones de barriles de aceite y 19,165.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural reportados por la región al 1 de enero de 2013 alcanzan 33,902.8 millones de barriles y 24,185.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. A nivel nacional estos volúmenes representan 66.7 por ciento para el aceite y 54.7 por ciento para el gas. En esta categoría de nuevo el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra los mayores volúmenes originales posibles de aceite y gas natural, los cuales ascienden a 29,901.2 millones de barriles y 13,751.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En cuanto a los volúmenes originales de gas natural asociado y no asociado en la categoría probada, los volúmenes regionales alcanzan 49,825.4 y 24,170.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En el caso del gas asociado, el mayor porcentaje a nivel regional corresponde al Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 82.5 por ciento, en tanto que para el gas no asociado la primera posición la ocupa el Activo Integral Burgos con 77.5 por ciento.

De manera específica, el volumen original probado de gas no asociado está conformado en su mayor parte por gas húmedo no asociado con 13,613.2 miles de millones de pies cúbicos, seguido del gas seco cuyo volumen asciende a 10,033.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto 523.6 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas y condensado.

Respecto al volumen original probable de gas natural, su composición suma 24,601.6 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado y 2,645.9 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado. El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo concentra 77.9 por ciento del total del volumen original de gas asociado en esta categoría, lo cual significa el porcentaje más elevado. En cuanto a la conformación del volumen original probable de gas no asociado, 1,515.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas húmedo, 1,010.5 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 119.6 corresponden a gas y condensado. A nivel activo, 82.2 por ciento del volumen original de gas no asociado corresponde al Activo Integral Burgos, seguido del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 17.8 por ciento. El primer porcentaje significa 2,173.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural no asociado.

Aunado a lo anterior, el volumen original posible de gas natural alcanza 24,185.5 miles de millones de pies cúbicos. Específicamente, 20,754.8 miles de millones de pies cúbicos del volumen anterior son de gas asociado y 3,430.6 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas no asociado. El mayor porcentaje del volumen original posible de gas asociado, es decir, 66.3 por ciento se ubica en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. Respecto al volumen original posible de gas no asociado, el Activo Integral Burgos concentra la mayor parte del mismo, la cual significa 2,826.2 miles de millones de pies cúbicos. Además el volumen en cuestión de la Región Norte está conformado por 1,939.3 miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, 1,435.7 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 55.7 miles de millones de pies cúbicos de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

El volumen original probado de aceite al 1 de enero de 2013 presenta un incremento de 1,474.2 millones de barriles con respecto al año anterior. Lo anterior se atribuye primordialmente a la reclasificación de

reservas efectuada en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo y la incorporación del campo Bedel en el Activo de Producción Veracruz. Respecto al volumen original de gas natural en la misma categoría, también registra un incremento 2,562.6 miles de millones de pies cúbicos, lo cual se debe esencialmente a las actividades de reclasificación ya mencionadas y que se realizaron en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, al igual que en los campos Cacalilao, Ébano Chapacao, Pánuco y Tres Hermanos, los cuales forman parte del Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

En referencia al volumen original probable de aceite regional, éste registra un incremento de 330.0 millones de barriles; esta variación se debe básicamente a la actualización de los volúmenes originales por desarrollo realizada en los principales campos del sector Altamira del Activo de Producción Poza Rica-Altamira. En cuanto al volumen original probable de gas natural de la región al 1 de enero de 2013, también se registra un incremento con respecto al año anterior de 5,423.0 miles de millones de pies cúbicos, la cual también se relaciona con las actualizaciones efectuadas en los campos principales del sector Altamira, es decir, que esta variación se ubica en gas asociado.

Respecto al volumen original posible de aceite, al 1 de enero del presente año se identifica un incremento

de 2,804.1 millones de barriles, lo que en esencia se debe a las actividades de desarrollo en los campos Cacalilao, Ébano Chapacao y Pánuco, del sector Altamira del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, así como a los descubrimientos realizados en aguas profundas. Similarmente, el volumen original posible de gas natural también registra una variación positiva por 7,394.5 miles de millones de pies cúbicos, que en un porcentaje mayor también corresponde a los campos del sector Altamira antes mencionados, al igual que a los descubrimientos en la Cuenca del Golfo de México Profundo.

5.3.2 Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2013, la Región Norte presenta una reserva probada de aceite de 934.5 millones de barriles, mientras que la de gas natural asciende a 3,752.9 miles de millones de pies cúbicos. Asimismo, las reservas probadas desarrolladas suman 370.8 millones de barriles de aceite y 2,283.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En lo que respecta a las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, los valores alcanzan 563.7 millones de barriles y 1,469.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En cuanto a las reservas probables, la región posee 3,630.0 millones de barriles de aceite y 11,351.8 miles

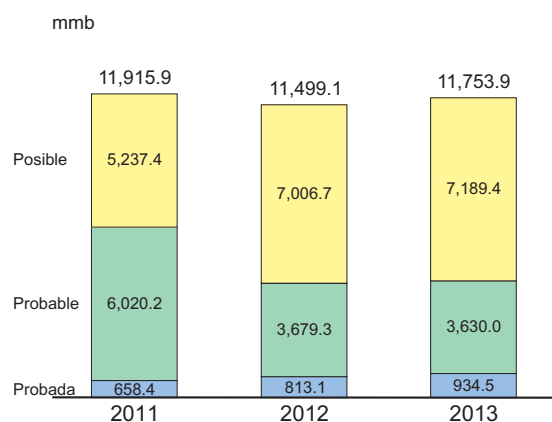


Figura 5.16 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

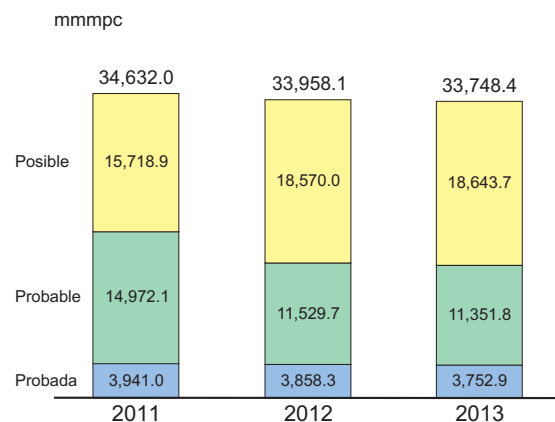


Figura 5.17 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

de millones de pies cúbicos de gas natural. Además, sus reservas posibles ascienden a 7,189.4 millones de barriles de aceite y 18,643.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La información anterior permite inferir que, al 1 de enero de 2013, las reservas de aceite y gas natural 2P de la región, esto es, la adición de las reservas probada y probable, asciende a 4,564.5 millones de barriles de aceite y 15,104.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Por tanto, los volúmenes de reservas de aceite y gas 3P, esto es, la suma de las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas, suman 11,753.9 millones de barriles y 33,748.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Las figuras 5.16 y 5.17 muestran la evolución histórica de las reservas remanentes de crudo y gas natural en las categorías probada, probable y posible. Asimismo, el cuadro 5.10 presenta la composición de acuerdo al tipo de fluido y para cada uno de los activos que conforman la región, en términos de las reservas 1P o probada, 2P y 3P.

A nivel nacional, al 1 de enero de 2013 la reserva probada de aceite de la Región Norte comprende 9.3 por ciento, mientras que la de gas natural implica 22.0 por ciento. A nivel regional, 68.1 por ciento de la reserva probada de aceite se concentra en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, seguido del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 27.7 por ciento. Respecto a la reserva probada de gas natural y en el mismo contexto, el Activo Integral Burgos ocupa la primera posición con 49.4 por ciento, mientras que en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo suman 25.2 por ciento.

Por otra parte, la reserva probada desarrollada de aceite de la región ocupa 5.3 por ciento del total nacional, en tanto que su reserva probada desarrollada de gas natural equivale a 21.4 del volumen del país. Regionalmente, la reserva probada desarrollada de aceite del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo presenta el porcentaje más elevado con 50.6 por ciento y la segunda posición la ocupa el Activo de Producción Poza Rica-Altamira con 44.6 por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural en la misma

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
1P	498.4	419.1	16.9	1,338.3	2,414.6
Aceite Terciario del Golfo	345.8	278.9	12.2	945.0	0.0
Burgos	0.0	0.0	4.7	29.5	1,826.0
Poza Rica-Altamira	144.5	114.2	0.0	339.3	46.1
Veracruz	8.2	26.1	0.0	24.5	542.6
2P	1,720.7	2,452.4	391.4	11,658.9	3,445.8
Aceite Terciario del Golfo	1,516.1	2,203.3	384.8	11,112.3	0.0
Burgos	0.0	0.0	6.7	34.8	2,704.1
Poza Rica-Altamira	193.4	184.1	0.0	463.5	114.1
Veracruz	11.2	65.1	0.0	48.3	627.6
3P	3,671.0	6,790.9	1,291.9	29,102.9	4,645.5
Aceite Terciario del Golfo	3,009.1	6,424.0	1,281.4	27,636.4	0.0
Burgos	0.0	0.0	8.4	38.8	3,754.2
Poza Rica-Altamira	647.4	270.2	2.1	1,337.9	171.5
Veracruz	14.6	96.7	0.0	89.7	719.9

categoría, el Activo Integral Burgos concentra 54.9 por ciento del volumen regional, seguido del Activo de Producción Veracruz con 20.7 por ciento.

En lo que respecta a las reservas probadas no desarrolladas de crudo y gas natural de la Región Norte, sus volúmenes representan 18.1 y 22.9 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. Además, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo posee el porcentaje más elevado de las reservas de crudo de la región en esta categoría con 79.7 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 45.5 por ciento, ubicándose a continuación el Activo Integral Burgos con un porcentaje igual a 41.0 por ciento.

Por otro lado, la reserva probable de crudo de la Región Norte significa a nivel nacional 42.9 por ciento, mientras que su reserva de gas natural en esta categoría, significa 63.7 del volumen nacional. A nivel regional, el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo ocupa la primera posición tanto para la reserva probable de aceite como para la de gas natural, con 95.5 y 89.6 por ciento, respectivamente.

De manera similar al caso anterior, las reservas posibles de aceite y gas natural de la Región Norte también resultan de gran relevancia a nivel nacional al ocupar 58.5 y 65.8 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 91.9 y 88.6 por ciento, respectivamente.

Al 1 de enero de 2013, la adición de las reservas probada, probable y posible de la región, es decir, su reserva 3P, resulta, de acuerdo al tipo de fluido, de 11,753.9 millones de barriles de aceite y 33,748.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; estos volúmenes permiten que la Región Norte ocupe la primera posición del país en esta categoría de reserva. En particular, el Activo de Producción Aceite

Terciario del Golfo posee los porcentajes más altos de reservas 3P de crudo y gas de la región, los cuales suman 10,714.6 millones de barriles y 27,636.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, estos volúmenes a nivel nacional representan 34.8 por ciento de la reserva 3P de aceite y 43.7 por ciento del volumen para el gas natural.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero del 2013 y en comparación al año anterior, la reserva probada de aceite de la Región Norte presenta variación positiva de 174.5 millones de barriles. Dicho incremento resulta del efecto combinado de la producción anual, la cual equivale a 53.1 millones de barriles de crudo y a las actividades de desarrollo realizadas en los campos Furbero, Humapa, Presidente Alemán y Remolino pertenecientes al Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, al igual que en los campos Poza Rica y Ébano Chapacao del Activo de Producción Poza Rica-Altamira. Asimismo, los decrementos más relevantes también por desarrollo que contribuyeron a la variación en cuestión ocurrieron en los campos Agua Fría y Coapechaca del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

La reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2013, presenta también una variación neta positiva de 677.5 miles de millones de pies cúbicos, la que se atribuye 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 asciende a 503.4 miles de millones de pies cúbicos, ubicado principalmente en los campos Corralillo, Furbero y Humapa del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, así como en los campos Cuervito, Cuitláhuac y Chapul del Activo Integral Burgos, mientras tanto el segundo rubro alcanza 94.3 miles de millones de pies cúbicos y en su mayor parte se localiza en los campos Arcabuz, Fundador y Velero del Activo Integral Burgos, así como en el campo Lankahuasa del Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

Por otra parte, al 1 de enero de 2013 la reserva probable de aceite de la Región Norte es de 3,630.0 millones de barriles, mientras que un volumen de 11,351.8 miles de millones de pies cúbicos corresponde a la de gas natural. En esta categoría se registran reducciones en aceite y gas natural por 49.2 millones de barriles y 177.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La causa de la primera variación se atribuye a las actividades de desarrollo en los campos Humapa y Remolino del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, y en el segundo concepto se deben a las revisiones al comportamiento de los yacimientos de los campos Sábana Grande y Sitio, pertenecientes al mismo activo. Respecto a la reducción neta en gas natural, ésta se asocia al a los resultados por desarrollo de los campos Humapa y Remolino del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, así como a las revisiones al comportamiento efectuadas en el campo Sitio del mismo activo y Mejillón perteneciente al Activo de Producción Poza Rica-Altamira.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2013 ascienden a 7,189.4

millones de barriles y 18,643.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En comparación al año anterior, los volúmenes anteriores involucran incrementos por 182.7 millones de barriles de crudo y 73.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas variaciones se relacionan principalmente al descubrimiento de los campos Trión y Supremus en aguas profundas del Golfo de México pertenecientes al Activo de Producción Poza Rica-Altamira, así como al campo Bedel perteneciente al Activo de Producción Veracruz. La distribución de las reservas remanentes de gas por activo se muestra en el cuadro 5.11.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2013 y en términos de petróleo crudo equivalente, el volumen de reserva probada de la región es de 1,688.5 millones de barriles, lo que a nivel nacional representa 12.2 por ciento. La figura 5.18 ilustra el detalle en cuanto a la distribución por activo del volumen anterior. Comparado con el año anterior, esta reserva registra un incremento neto de 318.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente,

Cuadro 5.11 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2013.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		3,752.9	3,513.4	3,309.7
	Aceite Terciario del Golfo	945.0	860.4	738.6
	Burgos	1,855.4	1,785.6	1,733.2
	Poza Rica-Altamira Veracruz	385.4 567.0	305.7 561.7	277.4 560.4
Probable		11,351.8	10,677.3	9,285.9
	Aceite Terciario del Golfo	10,167.3	9,570.4	8,215.7
	Burgos	883.5	849.3	824.0
	Poza Rica-Altamira Veracruz	192.2 108.9	149.0 108.6	138.1 108.1
Posible		18,643.7	17,514.8	15,208.6
	Aceite Terciario del Golfo	16,524.1	15,494.5	13,301.3
	Burgos	1,054.1	1,013.9	988.6
	Poza Rica-Altamira Veracruz	931.8 133.8	874.1 132.3	788.3 130.4

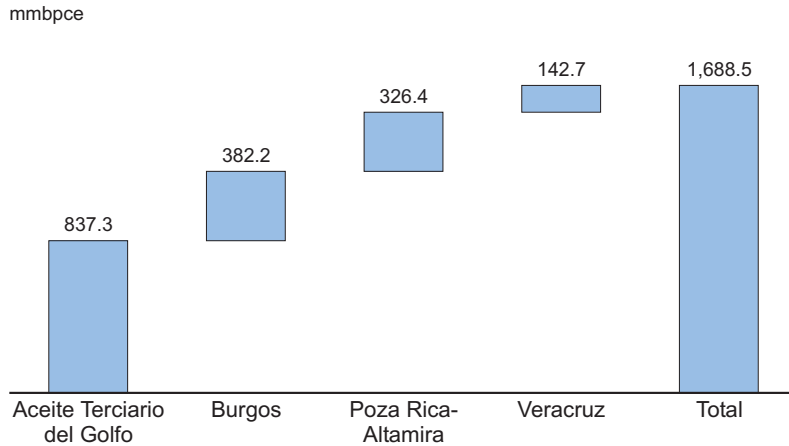


Figura 5.18 Reservas probadas al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Norte.

debido principalmente a las actividades de desarrollo de campos realizadas en la Región Norte durante el año 2012 y al descubrimiento del campo Bedel en el Activo de Producción Veracruz, tradicionalmente productor de gas.

Respecto a la reserva probable expresada en petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2013 dicho volumen asciende a 6,092.6 millones de barriles, que a nivel nacional implica 49.5 por ciento del total respectivo. Con referencia al año anterior, existe una reducción en la reserva de 76.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual obedece fundamentalmente a las actividades de desarrollo y revisiones realizadas en el Activo de Producción

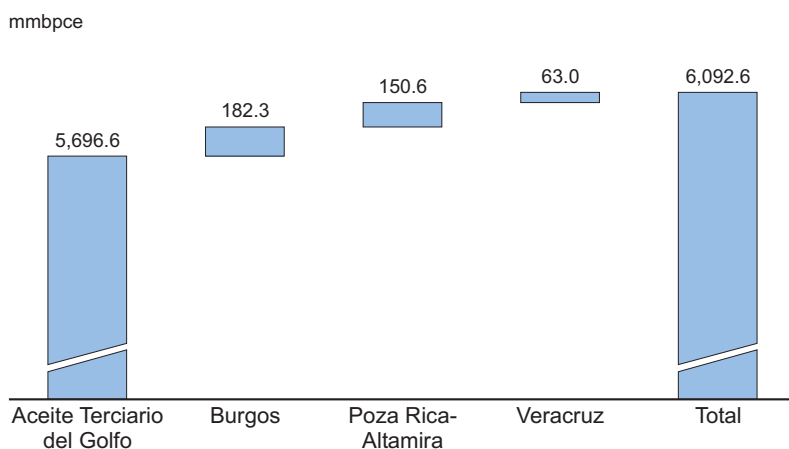


Figura 5.19 Reservas probables al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Norte.

Aceite Terciario del Golfo. La figura 5.19 muestra la distribución por activo de la reserva en cuestión.

Por lo que toca a la reserva posible de petróleo crudo equivalente de la Región Norte, su volumen al 1 de enero de 2013 equivale a 11,232.6 millones de barriles, que significa 61.2 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. En comparación al 1 de enero del año anterior, se presenta una variación

positiva por 288.1 millones de barriles, debida primordialmente al descubrimiento en aguas profundas de los campos Trión y Supremus y a la revisión al comportamiento presión-producción realizada en el campo Miahuapán perteneciente al Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

La adición de las reservas probada, probable y posible, es decir, la reserva 3P de la Región Norte al 1 de enero de 2013 alcanza 19,013.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El volumen anterior implica 42.7 por ciento de la reserva del país en esta categoría. A nivel regional, el porcentaje más elevado de la reserva, esto es, 88.1 por ciento se localiza en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo. Además, en comparación al año anterior, la reserva 3P presenta un incremento de 529.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, variación que en esencia se debe a las adiciones exploratorias concretadas a lo largo del año 2012, complementadas con las actividades de desarrollo de campos y revisión al comportamiento de los yacimientos realizadas 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.

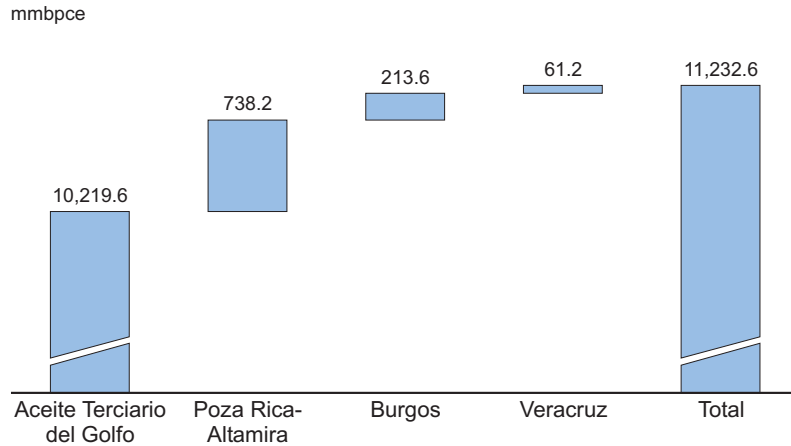


Figura 5.20 Reservas posibles al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Norte.

Relación reserva-producción

Este concepto, 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 2012 también en los mismos términos, la relación resulta de 8.2 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 38.0 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 92.7 años. Es pertinente mencionar que las diferencias entre los valores anteriores se deben al hecho que cuando se involucran 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.

Al considerar la reserva probada de aceite en el cálculo de la relación reserva-producción, ésta resulta de 17.6 años. De manera similar, al involucrar la reserva 2P de crudo, el cociente es de 86.0 años. Asimismo, la relación asciende a 221.4 años cuando se considera la reserva 3P de aceite. 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 2012 fue de 53.1 millones de barriles. De esta forma, cuando se considera la producción anual de gas natural del 2012, es decir, 782.9 miles de millones de pies cúbicos y la reserva probada correspondiente, la relación es de 4.8 años, en tanto que cuando se considera la reserva 2P el cociente es de 19.3 años, y de 43.1 años para la reserva 3P de gas natural.

Reservas por tipo de fluido

El cuadro 5.12 presenta la evolución histórica de las reservas en base al tipo de fluido para la Región Norte. De esta forma, se puede determinar que 55.3 por

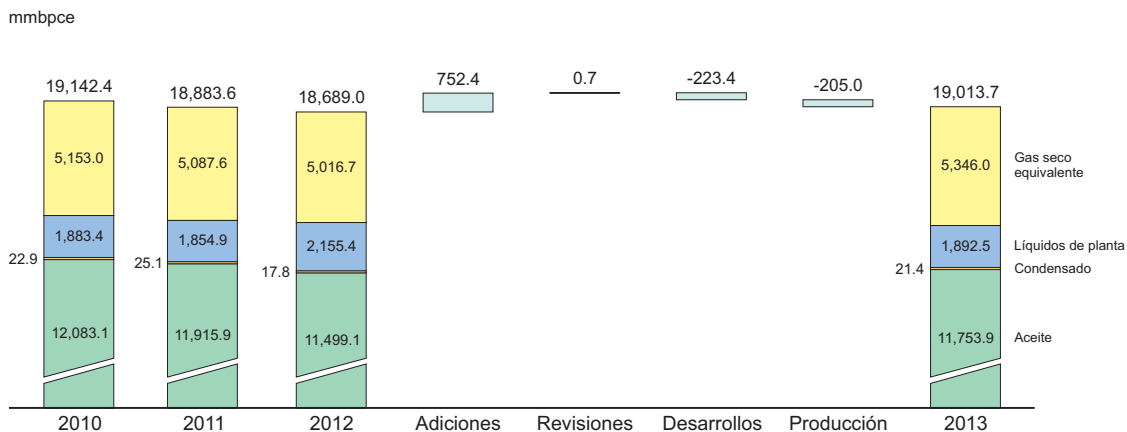


Figura 5.21 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

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
2011	Total	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6
	Probada	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8
	Probable	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2
	Posible	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6
2012	Total	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0
	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
2013	Total	11,753.9	21.4	1,892.5	5,346.0	19,013.7
	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

ciento de su reserva probada corresponde a crudo, 37.7 por ciento a gas seco equivalente a líquido, 6.4 por ciento son líquidos de planta y el porcentaje más pequeño corresponde a condensado. Asimismo, la reserva probable de la región está compuesta en 59.6 por ciento por aceite, 29.3 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. Por último, la reserva posible de la región se conforma en términos porcentuales por 64.0 por ciento de aceite, 26.0 por ciento de gas seco equivalente a líquido, 9.9 por ciento son líquidos de planta y un porcentaje mínimo para conformar el total corresponde al condensado.

5.4 Región Sur

De acuerdo al Diario Oficial de fecha 28 de marzo de 2013, el territorio de la región se encuentra situado en la circunscripción territorial de los Estados de Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, Chiapas y Oaxaca, y en forma parcial, en los municipios de Coatzacoalcos, Pajapan, Chinameca, Acayucan, Soconusco, San Juan Evangelista y Playa Vicente, del

Estado de Veracruz; San Juan Bautista Tuxtepec, San José Chiltepec, Santa María Jacatepec, Chiquihuitlán de Benito Juárez, San Pedro Teutila, Cuyamecalco Villa de Zaragoza, San Andrés Teotilalpam, Santa Ana Cuauhtémoc, San Lucas Ojitlán, Loma Bonita, Santa María Tecomavaca, Concepción Buenavista, Tepelmeme Villa de Morelos, Santa Catarina Zapouquila, Santiago Miltepec, Heroica Ciudad de Huajuapán de León, San Juan Bautista Suchitepec, Mazatlán Villa de Flores, Matías Romero Avendaño, San Juan Mazatlán, San Juan Lalana, San Juan Cotzocon y Santiago Yaveo, del Estado de Oaxaca; Piaxtla, Chila, Acatlán, Petlalcingo, San Miguel Ixítlán, Guadalupe, San Pedro Yeloixtlahuaca, Tulcingo, Albino Zertuche, Ixcamilpa de Guerrero, Tecomatlán, del Estado de Puebla; Lázaro Cárdenas, del Estado de Michoacán de Ocampo; Olinala, Huitzuc de los Figueroa, Iguala de la Independencia, Copalillo, Eduardo Neri, Tepecoacuilco de Trujano, Cuetzala del Progreso, Apaxtla, San Miguel Totolapan, Ajuchitlán del Progreso, Coyuca de Catalán, Coahuayutla de José María Izazaga, José Azueta La Unión de Isidoro Montes de Oca, Cocula y Gral. Heliodoro Castillo, del Estado de Guerrero; así como en el mar territorial y zona económica exclusiva.



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.

Lo anterior, conforme a los límites siguientes: Colinda al Norte con la Región Norte en el paralelo 18 grados, con la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste, al Oriente con la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste, al Sureste con Belice y Guatemala; al Sur y Poniente con el Océano Pacífico. Su superficie se constituye en 921,489 kilómetros cuadrados conforme a la figura 5.22. Administrativamente está conformada por cuatro activos de producción: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna. Al cierre del año 2012, la región administra 120 campos con reservas, siendo el Activo de Producción Macuspana-Muspac el de mayor número de campos con 53 y Samaria-Luna el de menor número con 14.

La producción de hidrocarburos de la región durante el año 2012 fue de 186.0 millones de barriles de aceite y 604.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, contribuyendo con 19.9 y 25.9 por ciento a la producción total del país, respectivamente. En lo

que se refiere a la producción en términos de petróleo crudo equivalente, el año pasado la Región Sur aportó 323.0 millones de barriles, que corresponden a 23.9 por ciento del total nacional, con lo que se ubica una vez más en la segunda posición, solamente por debajo de la Región Marina Noreste.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

El volumen original de aceite probado de la región al 1 de enero de 2013, es de 35,419.8 millones de barriles, cuadro 5.13, que representa 22.1 por ciento del volumen original probado del país. Respecto a los volúmenes originales de aceite en las categorías de probable y posible, se tienen 2,751.2 y 2,196.9 millones de barriles, respectivamente, los cuales aportan 5.3 y 4.3 por ciento del total nacional. A nivel regional, en lo que se refiere al volumen original probado de aceite, el Activo de Producción Bellota-Jujo es el que contribuye con el mayor porcentaje, es decir, 32.5

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
2011	Total	39,108.4	73,737.4
	Probado	34,962.3	68,031.6
	Probable	2,786.6	3,962.5
	Posible	1,359.5	1,743.2
2012	Total	39,255.7	74,271.0
	Probado	35,039.0	68,604.0
	Probable	2,740.1	3,616.4
	Posible	1,476.6	2,050.7
2013	Total	40,367.9	77,762.3
	Probado	35,419.8	69,648.2
	Probable	2,751.2	3,650.8
	Posible	2,196.9	4,463.2

por ciento. El principal aporte del volumen original de aceite probable lo realiza nuevamente el Activo de Producción Bellota-Jujo, con 64.2 por ciento del total regional; mientras que el Activo de Producción Samaria-Luna contribuye con el mayor volumen original de aceite posible, ya que 71.0 por ciento del total de la región se localiza en este activo.

La Región Sur aporta 35.7 por ciento del total del volumen original probado de gas natural del país, ya que registra un volumen de 69,648.2 miles de millones de pies cúbicos. En lo referente a los volúmenes originales de gas natural en las categorías de probable y posible, éstos ascienden a 3,650.8 y 4,463.2 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 9.1 y 10.1 por ciento a nivel nacional en estas categorías. Regionalmente, el Activo de Producción Macuspana-Muspac es el que posee el mayor aporte de volumen original probado de gas natural con 28,192.8 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 40.5 por ciento del total. El Activo de Producción Bellota-Jujo con un total de 2,126.7 miles de millones de pies cúbicos es el principal contribuyente del volumen original probable de gas de la región con 58.3 por ciento. Para el caso del volumen original de gas en la categoría posible, el Activo de Producción Samaria-

Luna concentra a nivel regional 59.4 por ciento del total, es decir, 2,652.7 miles de millones de pies cúbicos.

Aceite crudo y gas natural

El volumen original total o 3P de aceite crudo en la región, presenta al 1 de enero de 2013 un incremento de 2.8 por ciento en comparación al año anterior, ubicándose en 40,367.9 millones de barriles. Esta variación positiva se debe principalmente al incremento en la categoría posible.

Con respecto al volumen original total o 3P de gas natural, éste se sitúa en 77,762.3 miles de millones de pies cúbicos que repre-

sentan un incremento de 4.7 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre, como en el caso del aceite, en la categoría posible.

El volumen original de aceite probado al 1 de enero de 2013 es de 35,419.8 millones de barriles, es decir, 1.1 por ciento mayor con respecto al año anterior. Este incremento se origina principalmente en los campos Madrefil, San Ramón, Terra, Edén-Jolote y Sunuapa, los cuales aumentaron sus volúmenes en 72.7, 63.9, 63.3, 60.0 y 45.0 millones de barriles de aceite, respectivamente. En el campo Madrefil se ajusta el volumen debido a la revisión y actualización del modelo del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, con la adición del bloque del pozo Madrefil-41. Para el caso de los campos San Ramón y Terra se actualizan los modelos estáticos de acuerdo a los resultados satisfactorios en la perforación de pozos realizadas durante el año 2012. Finalmente en los campos Edén-Jolote y Sunuapa el incremento se debe a la incorporación de bloques nuevos como resultado de actividad exploratoria.

Al 1 de enero de 2013 el volumen original probado de gas natural es de 69,648.2 miles de millones de pies cúbicos, que significa un incremento de 1.5 por

ciento en relación al año pasado. La mayor variación positiva se presenta en los campos Terra, Sunuapa, Madrefil y Ribereño, con 174.9, 174.4, 163.2 y 114.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, originados como se comentó en el párrafo anterior por la actualización de los modelos geológicos en base a los pozos perforados durante el año anterior y solo para el campo Sunuapa se debe a la incorporación exploratoria de un bloque a nivel Cretácico Superior.

En lo que respecta al volumen original de aceite probable, la región tuvo un ligero incremento de 0.4 por ciento con respecto al año anterior, situándose al 1 de enero de 2013 en 2,751.2 millones de barriles. En este caso destaca el incremento logrado en los activos de producción Macuspana-Muspac y Bellota-Jujo, en el primero debido principalmente a la incorporación realizada por el descubrimiento de un bloque en el campo Sunuapa que aportó 71.1 millones de barriles de aceite y para el segundo caso se tuvo un incremento de 69.5 millones de barriles de aceite por la adición de un bloque con la perforación del pozo Madrefil-41.

El volumen original probable de gas natural se situó al 1 de enero de 2013 en 3,650.8 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un aumento de 1.0 por ciento con respecto a 2012. Este incremento, como en el caso del aceite, se debe principalmente a la adición de un bloque en el campo Madrefil y a la incorporación exploratoria, originadas por el descubrimiento del campo Navegante, estimadas en 162.9 y 106.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En relación al volumen original de aceite en la categoría de posible, éste tuvo un incremento significativo ubicándose en 2,196.9 de millones de barriles, es decir, 48.8 por ciento mayor que el año pasado. Esto se debe básicamente a la incorporación de un campo nuevo con la perforación y terminación del pozo exploratorio Navegante-1, el cual incorporó un

volumen de 693.8 millones de barriles de aceite y a la incorporación de un yacimiento descubierto con la perforación y terminación del pozo exploratorio Teotleco-101 y que incorporó 121.3 millones de barriles de aceite.

Al primero de enero de 2013, el volumen original posible de gas natural en la región corresponde a 4,463.2 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa un incremento sustancial de 117.6 por ciento, es decir más del doble, con respecto al año anterior. Este crecimiento se origina principalmente, al igual que para el aceite por la incorporación exploratoria del campo Navegante y de un bloque adyacente en el campo Teotleco con 1,939.9 y 806.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

5.4.2 Evolución de las reservas

Las actividades exploratorias, desarrollo de campos y mantenimiento de pozos, han permitido sostener los niveles de las reservas en sus distintas categorías en la Región Sur. Al 1 de enero de 2013, la reserva 3P asciende a 3,486.1 millones de barriles de aceite y 9,042.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que significan 11.3 y 14.3 por ciento, respectivamente, con respecto a las reservas totales del país. Las variaciones en las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años en la Región Sur se ilustran en las figuras 5.23 y 5.24.

En cuanto a las reservas 2P o probadas más probables de la región, al 1 de enero de 2013 éstas ascienden a 2,897.8 millones de barriles de aceite y 7,595.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 15.6 y 21.8 por ciento, respectivamente, comparadas con las cifras correspondientes a nivel nacional. En el cuadro 5.14 se muestra, a nivel activo, la distribución de las reservas 1P, 2P y 3P clasificadas como de aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado.

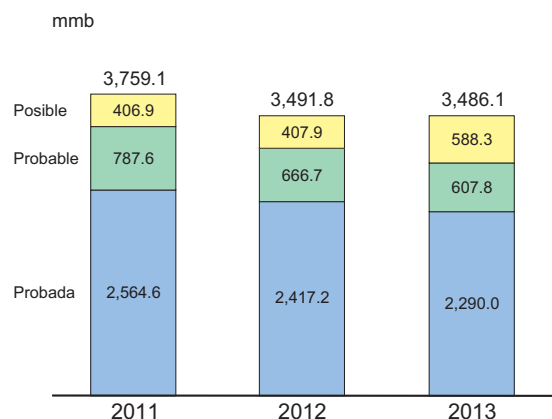


Figura 5.23 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

Las reservas probadas de aceite o 1P de la región alcanzaron 2,290.0 millones de barriles de aceite, cifra superior en 1.5 por ciento a la reportada el año anterior, considerando la producción de 186.0 millones de barriles de aceite. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, éstas ascienden a 6,329.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, presentando un incremento de 7.7 por ciento, al igual que para el aceite se considera la producción durante 2012 de 604.8 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas, comparadas con los totales del país, representan 22.7 y 37.1 por ciento para aceite y gas, respectivamente.

En cuanto a la subdivisión de reservas probadas, las desarrolladas de aceite y de gas natural alcanzaron

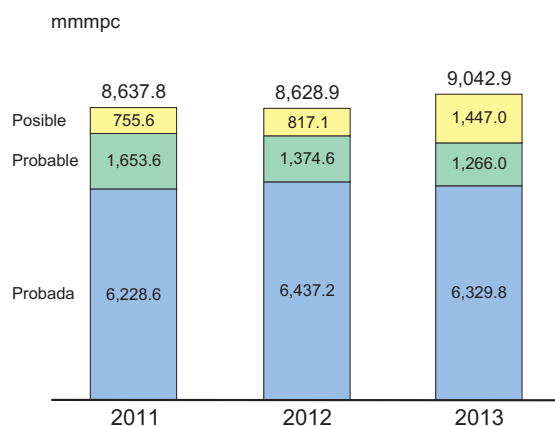


Figura 5.24 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

1,392.9 millones de barriles y 4,205.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las reservas probadas no desarrolladas por su parte, alcanzaron 897.1 millones de barriles de aceite y 2,124.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo al tipo de fluido, las reservas probadas de aceite ligero predominan en la región con 1,519.4 millones de barriles, los cuales equivalen a 66.3 por ciento. Les siguen las reservas de aceite superligero y finalmente las de aceite pesado con 662.4 y 108.2 millones de barriles, respectivamente, equivalentes a 28.9 y 4.7 por ciento. Los principales campos de aceite ligero son Jujo-Tecominoacán, Samaria e Íride.

En lo que se refiere a la reserva probada de gas natural de la región, el volumen principal lo constituye el gas asociado con 5,200.2 miles de millones de pies cúbicos, que corresponden a 82.2 por ciento del total regional, mientras que al gas no asociado le corresponde el restante 17.8 por ciento, con 1,129.6 miles de millones de pies cúbicos. Los campos de gas asociado que contribuyen más a la reserva son Jujo-Tecominoacán, Íride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque, mientras que la principal aportación a la reserva de gas no asociado proviene de los campos Costero, Narvárez, Laguna Alegre, Acachú, José Colomo, Cobo y Usumacinta.

La contribución de la reserva probable de aceite de la región es de 607.8 millones de barriles, equivalentes al 7.2 por ciento del total en el país, en tanto que para el gas natural es de 1,266.0 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa 7.1 por ciento del total nacional. Los mayores volúmenes de reservas probables se localizan en los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna, particularmente en los campos Bricol, Madrefil y en Samaria y Cunduacán.

Las reservas posibles de la región contribuyen con 588.3 millones de barriles de aceite, equivalentes al 4.8 por ciento del total del país, mientras que para el gas la reserva posible asciende a 1,447.0 miles de

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
1P	108.2	1,519.4	662.4	5,200.2	1,129.6
Bellota-Jujo	25.0	621.8	229.8	1,676.6	46.9
Cinco Presidentes	18.9	184.8	4.3	272.0	10.3
Macuspana-Muspac	2.3	37.9	102.0	406.4	1,021.4
Samaria-Luna	62.0	674.9	326.3	2,845.1	51.0
2P	169.7	1,775.5	952.6	6,148.0	1,447.9
Bellota-Jujo	28.1	751.6	410.5	2,093.4	70.5
Cinco Presidentes	20.4	232.6	6.5	336.4	10.3
Macuspana-Muspac	3.1	66.5	134.9	506.6	1,257.3
Samaria-Luna	118.2	724.9	400.7	3,211.5	109.7
3P	293.4	1,879.9	1,312.8	7,088.1	1,954.8
Bellota-Jujo	30.3	761.3	507.1	2,265.5	79.4
Cinco Presidentes	20.4	302.5	10.5	415.2	53.2
Macuspana-Muspac	3.1	91.1	196.5	632.3	1,712.5
Samaria-Luna	239.7	724.9	598.7	3,775.1	109.7

millones de pies cúbicos, esto es, 5.1 por ciento del total nacional. El 82.4 por ciento de las reservas posibles de aceite se localizan en 10 campos: Navegante, Magallanes-Tucán-Pajonal, Teotleco, Íride, Carrizo, Bricol, Pareto, Samaria, Terra y Paredón.

Aceite crudo y gas natural

Con respecto al año anterior, las reservas probadas de aceite de la región al 1 de enero de 2013 presentan un incremento de 2.4 por ciento, aun considerando la producción de 2012, situándose en 2,290.0 millones de barriles. Este incremento se localiza principalmente en los campos Tizón, Edén-Jolote, Teotleco, Pareto y Puerto Ceiba, que en conjunto tuvieron un incremento de 71.6 millones de barriles de aceite. En el caso de los campos Tizón y Pareto, el incremento se debe al resultado exitoso de los pozos Tizón-216 y Pareto-11. Para el caso de Edén-Jolote y Teotleco es por la incorporación exploratoria de los pozos Jolote-101 y Teotleco-101, respectivamente. Finalmente, en el campo Puerto Ceiba se debe a la perforación de los pozos intermedios Puerto Ceiba-106, 108 y 112.

Las reservas probadas actuales de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, presentan un incremento de 497.4 miles de millones de pies cúbicos, alcanzando al 1 de enero de 2013 un valor de 6,329.8 miles de millones de pies cúbicos. El incremento se explica principalmente por la producción de 604.8 miles de millones de pies cúbicos y a la variación positiva en los campos Tizón, Íride, Cunduacán, Ribereño y Teotleco con 106.6, 103.4, 97.1, 71.7 y 69.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente. Nuevamente en el campo Íride el aumento se debe a la perforación de pozos y al comportamiento presión-producción, y en el caso de Cunduacán se debe al incremento en la producción de gas y consecuentemente en la relación gas-aceite del campo, para Ribereño se debe a la reclasificación de reservas probables a probadas con base en el resultado de la terminación exitosa del pozo Ribereño-11 y Finalmente en Teotleco se debe a la incorporación exploratoria del pozo Teotleco-101.

Las reservas probables de aceite de la región al 1 de enero de 2013 alcanzaron 607.8 millones de barriles,

lo que significa un decremento de 58.9 millones de barriles en comparación con el año anterior. Esta disminución de reservas se originó principalmente por el comportamiento presión-producción en los campos Oxiacaque, Cunduacán, Íride, Tepeyil y Terra con 22.5, 20.8, 10.3, 10.2 y 10.0 millones de barriles aceite. Esta variación negativa de reservas se contrarrestó con los incrementos presentados en los campos Sunuapa, Navegante, Ogarrio, Cinco Presidentes y Edén-Jolote por 17.0, 12.0, 6.4, 6.3 y 5.9 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el caso de los campos Sunuapa, Navegante y Edén-Jolote se debe a la incorporación exploratoria, resultado de la perforación y terminación exitosa de los pozos exploratorios Sunuapa-401, Navegante-1 y Jolote-101, en el caso del campo Ogarrio se debe a que se dan de alta localizaciones en los bloques B y C de acuerdo al estudio de caracterización estática realizado durante 2012 y por último en Cinco Presidentes se dan de alta bloques adyacentes debido a la perforación del pozo Cinco Presidentes-963.

En términos de reservas probables de gas natural a nivel regional, se presenta un decremento de 108.6

miles de millones de pies cúbicos de gas natural con respecto a las reservas probables reportadas el año anterior, así para el 1 de enero de 2013 se alcanzó un valor de 1,266.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta variación negativa de reservas se localiza principalmente en los campos Ribereño, Terra y Chintul con 111.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, para el caso de los campos Ribereño y Chintul se debe a la actualización de sus respectivos modelos estáticos y en Terra es por el incremento en el flujo fraccional de agua del pozo Terra-3. El principal incremento se tuvo en los campos Navegante y Sunuapa con 53.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, resultado de la incorporación exploratoria como se indicó en el párrafo anterior.

Con respecto al año 2012, las reservas posibles de aceite de la Región Sur al 1 de enero de 2013, presentan un incremento de 180.4 millones de barriles de aceite, con lo que se alcanzó un valor de 588.3 millones de barriles. Este incremento se localiza principalmente en los campos Navegante, Teotleco y Edén-Jolote, con 166.8, 36.9 y 7.1 millones de

Cuadro 5.15 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2013.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		6,329.8	6,154.9	4,696.1
	Bellota-Jujo	1,723.5	1,674.3	1,266.2
	Cinco Presidentes	282.4	223.7	186.0
	Macuspana-Muspac	1,427.8	1,399.3	1,084.3
	Samaria-Luna	2,896.1	2,857.6	2,159.6
Probable		1,266.0	1,223.1	951.4
	Bellota-Jujo	440.4	427.0	322.9
	Cinco Presidentes	64.4	51.5	42.7
	Macuspana-Muspac	336.0	327.5	270.5
	Samaria-Luna	425.2	417.1	315.2
Posible		1,447.0	1,383.0	1,068.1
	Bellota-Jujo	180.9	175.0	134.1
	Cinco Presidentes	121.6	74.4	61.8
	Macuspana-Muspac	580.9	572.3	448.0
	Samaria-Luna	563.6	561.2	424.2

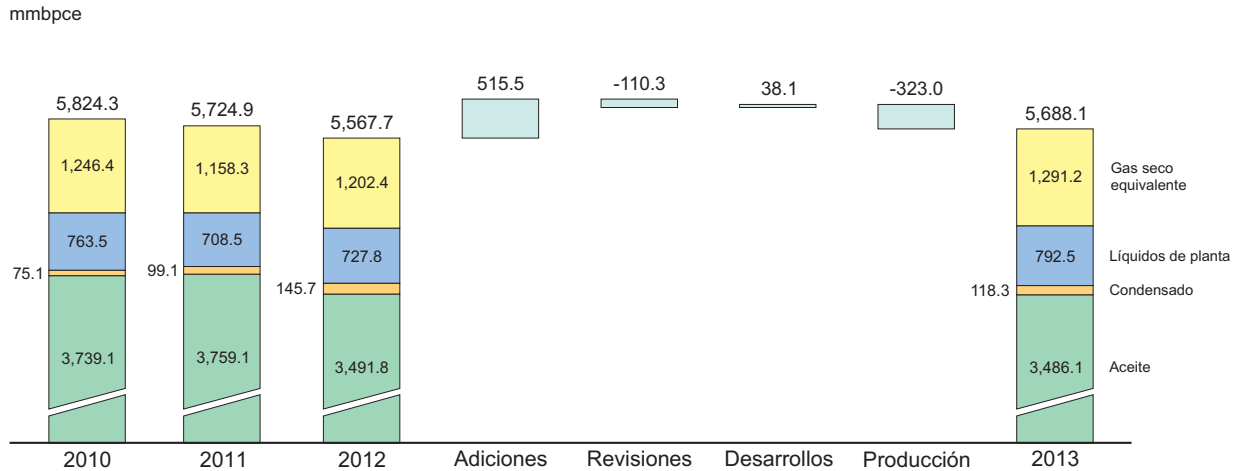


Figura 5.25 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

barriles, respectivamente. La actividad exploratoria en estos campos dio la pauta para el incremento en esta categoría de reservas. En cuanto a las reservas posibles de gas natural, éstas presentan un aumento con respecto al año anterior por 629.9 miles de millones de pies cúbicos, con lo que alcanzó un valor de reservas remanentes al 1 de enero de 2013 de 1,447.0 miles de millones de pies cúbicos. El principal incremento al igual que para las reservas posibles de aceite se tiene en los campos Navegante y Teotleco con 467.0 y 279.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La distribución de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco en las categorías de reservas probadas, probables y posibles se muestra en el cuadro 5.15.

Petróleo crudo equivalente

La reserva 3P o probada más probable más posible al 1 de enero de 2013, es de 5,688.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que representa 12.8 por ciento del total nacional. Las cifras actuales de reservas 3P comparadas con la del año anterior, presentan una variación positiva de 8.0 por ciento considerando la producción obtenida durante 2012, lo que significa que todas las actividades realizadas durante ese año, tales como las exploratorias, desarrollo de campos y mantenimiento de pozos, fue lo que permitió sostener e incrementar los niveles de reservas totales o 3P. Estos valores y los de tres años anteriores, se muestran en la figura 5.25.

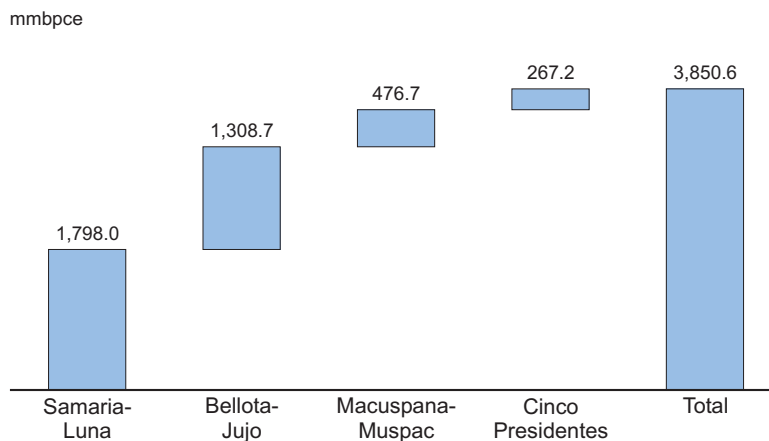


Figura 5.26 Reservas probadas al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Sur.

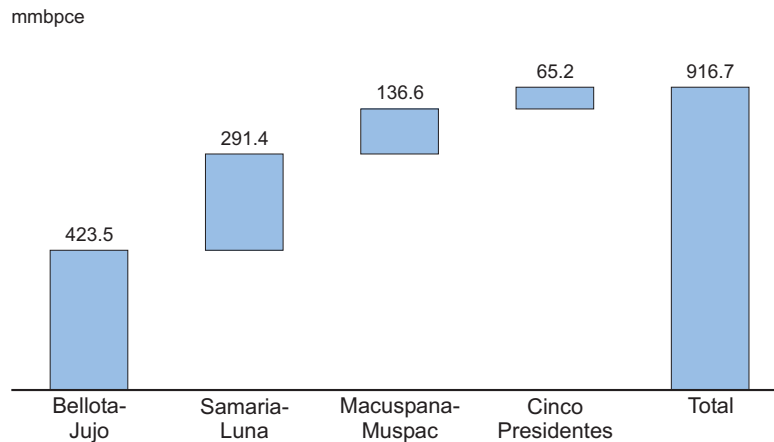


Figura 5.27 Reservas probables al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Sur.

La reserva probada al 1 de enero de 2013 de la región es de 3,850.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cantidad que representa 27.8 por ciento del total en el país, figura 5.26. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 193.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, siendo principalmente los campos Tizón, Teotleco, Edén-Jolote, Ribereño, Cunduacán, Íride, Giraldas y Pareto, los que generan dicha variación, al adicionar conjuntamente 191.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En referencia a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013, la región registró 916.7 millones de barriles de petróleo

crudo equivalente, que representan 7.4 por ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.27. Las reservas actuales en comparación con las del año pasado, presentan un decremento de 86.7 millones de barriles, originado principalmente en los campos Oxiacaque, Cunduacán, Ribereño y Terra con 86.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Al 1 de enero de 2013, la reserva posible es 920.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 5.0 por ciento del total del país, figura 5.28. En relación con el año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento considerable de 336.7 millones de barriles de petróleo crudo equi-

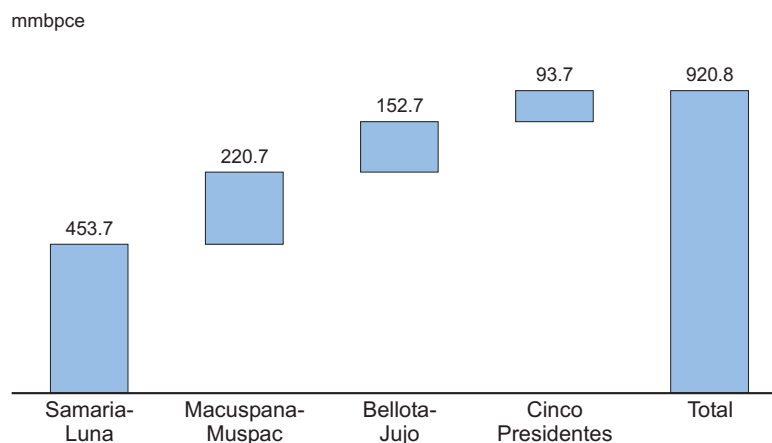


Figura 5.28 Reservas posibles al 1 de enero de 2013, distribuidas por activo en la Región Sur.

valente. Los campos que contribuyen a lograr este incremento son Navegante, Teotleco y Edén-Jolote, que en conjunto adicionaron 391.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Sin embargo, este incremento fue contrarrestado por los campos Ribereño y Juspi, los cuales redujeron sus reservas en 44.1 y 13.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Relación reserva-producción

Considerando la producción obtenida durante 2012 por 323.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la relación reserva probada-producción para la Región Sur es de 11.9 años. Para el caso de la reserva 2P, la relación reserva-producción es de 14.8 años e involucrando la reserva 3P, es de 17.6 años. Los activos de producción Bellota-Jujo y Samaria-Luna presentan las mayores relaciones reserva probada-producción de la región con 17.8 y 13.7 años, respectivamente.

La relación reserva probada-producción de aceite en la región es de 12.3 años, utilizando una producción anual de 186.0 millones de barriles de aceite. Si esta

relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta 15.6 años, en tanto para la reserva 3P es de 18.7 años. El Activo de Producción Bellota-Jujo tiene la mayor relación reserva probada-producción de aceite con 18.4 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta presenta resulta de 10.5 años, utilizando una producción anual de 604.8 miles de millones de pies cúbicos, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.6 y 15.0 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La distribución de reservas por tipo de fluido en las categorías probada, probable y posible en los últimos tres años, se muestra en cuadro 5.16.

La reserva remanente probada o 1P de la Región Sur alcanza 3,850.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 59.5 por ciento es aceite crudo, 2.4 por ciento es condensado, 14.7 por ciento son líquidos de planta y 23.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

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
2011	Total	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9
	Probada	2,564.6	79.5	521.1	835.4	4,000.5
	Probable	787.6	16.7	134.3	229.6	1,168.2
	Posible	406.9	2.9	53.1	93.3	556.2
2012	Total	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7
	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
2013	Total	3,486.1	118.3	792.5	1,291.2	5,688.1
	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

De la misma forma, la reserva probable de la región, 916.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está distribuida en 66.3 por ciento de aceite crudo, 2.2 por ciento de condensado, 11.5 por ciento de líquidos de planta y 20.0 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Por último, la reserva posible de la Región Sur es de 920.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, donde 63.9 por ciento corresponde a aceite crudo, 0.6 por ciento a condensado, 13.2 por ciento de líquidos de planta y 22.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

