

Distribución de las reservas de hidrocarburos

En este capítulo se presentan las variaciones de las reservas ocurridas durante el año 2011 en las categorías probada, probable y posible, en un contexto regional y a nivel activo. Lo anterior tiene como objetivo fundamentar las reservas remanentes al presente año, las cuales son afectadas por las adiciones, revisiones, desarrollo y evidentemente por la producción registrada a lo largo del año 2011.

En particular, las adiciones engloban los descubrimientos y las delimitaciones, las cuales son consecuencia de la actividad exploratoria. Por tanto, la variación de reservas puede resultar en incrementos o reducciones a la misma. Por su parte, el concepto de desarrollos está ligado a las variaciones en las reservas que tienen lugar por la perforación y terminación de pozos de desarrollo, por lo que pueden presentarse ajustes al alza o la baja en los volúmenes remanentes correspondientes. En cuanto al rubro de revisiones, las diferencias se atribuyen al análisis del comportamiento presión-producción de los campos tomando como referencia su historia productiva o las actualizaciones realizadas a los modelos estáticos de yacimientos debido a la disponibilidad de información nueva. Por último, las producciones anuales de aceite y gas natural son elementos que inciden de manera directa sobre las estimaciones de las reservas probadas, ya que se consideran los volúmenes propiamente explotados.

Como en años anteriores, el total de los volúmenes de reservas presentadas en este capítulo se han estimado en base a las definiciones aceptadas por la industria. De esta forma, las estimaciones de reservas probadas se basan en los lineamientos establecidos

Cuadro 5.1 Esquema organizacional anterior y actual en Pemex Exploración y Producción.

Región	2008	2011
Marina Noreste	Cantarell	Cantarell
	Ku-Maloob-Zaap	Ku-Maloob-Zaap
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún-Pol-Chuc
	Holok-Temoa	Litoral de Tabasco
	Litoral de Tabasco	
Norte	Burgos	Burgos
	Aceite Terciario del Golfo	Aceite Terciario del Golfo
	Poza Rica-Altamira	Poza Rica-Altamira
	Veracruz	Veracruz
Sur	Bellota-Jujo	Bellota-Jujo
	Cinco Presidentes	Cinco Presidentes
	Macuspana	Macuspana-Muspac
	Muspac	
	Samaria-Luna	Samaria-Luna

por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica. Para el caso de las reservas probables y posibles, las definiciones empleadas para su evaluación corresponden a las establecidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y el *World Petroleum Council* (WPC).

De esta manera, se presentan las variaciones en los volúmenes originales y en las reservas de hidrocarburos para sus diferentes categorías, en un contexto regional y a nivel activo, de acuerdo a la nueva distribución organizacional que Pemex Exploración y Producción estableció durante 2011, cuadro 5.1. Las variaciones se desglosan en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente, para el caso del aceite, éste se clasifica como pesado, ligero y superligero. Además, el gas natural se desglosa en gas asociado

y no asociado. Aún cuando en el capítulo anterior se documentaron las actividades exploratorias, en el presente es necesario retomarlas porque se involucran en el balance a partir del cual se determina finalmente la variación de la reservas, entre el 1 de enero de 2011 y el 1 de enero del presente año.

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 166,000 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 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. La actividad exploratoria durante 2011 resulto exitosa al incorporarse el yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en el campo Sihil, además de la inclusión de volúmenes adicionales por revisión en campos ya existentes. Adicionalmente durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se mantuvo como el primer productor de crudo a nivel nacional.



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

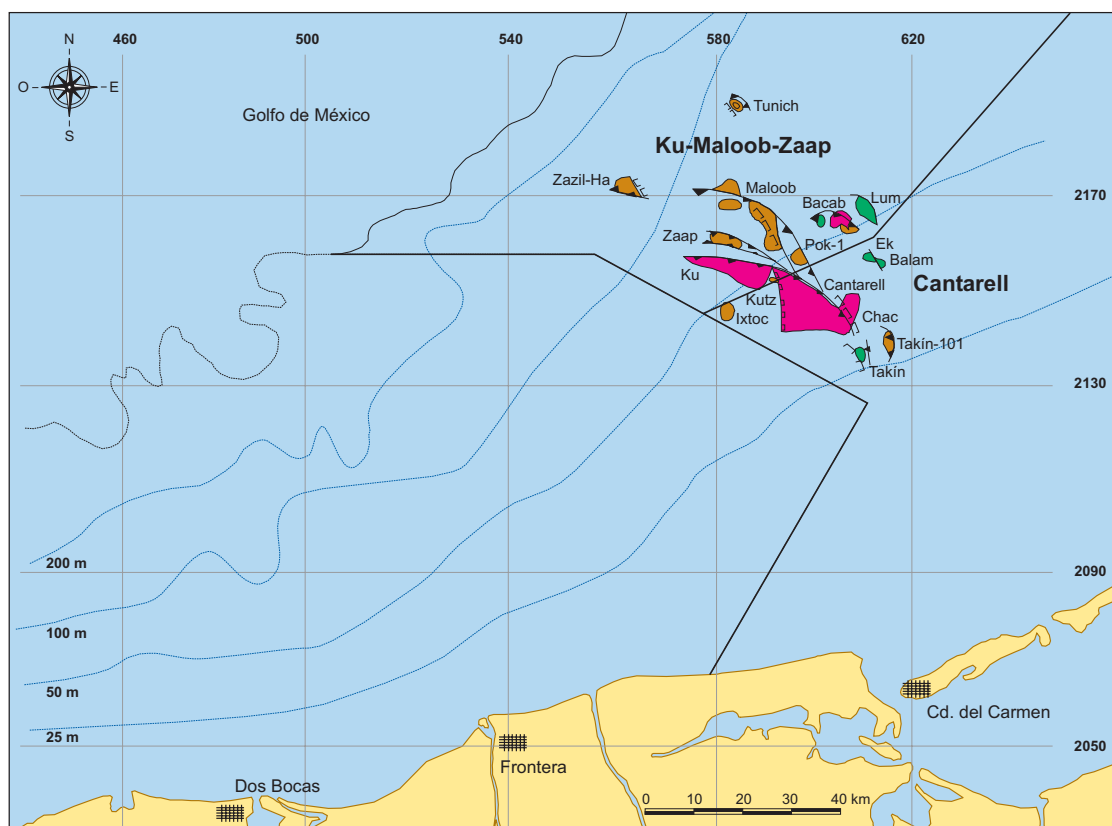


Figura 5.2 Ubicación geográfica de los activos de la Región Marina Noreste.

A la fecha de evaluación, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 13 los que mostraron producción a lo largo del año 2011, de ellos 9 en el Activo Cantarell y 4 del Activo Ku-Maloob-Zaap, la producción anual de la región durante 2011 fue de 490.1 millones de barriles de aceite y 513.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, estos datos significan el 52.7 y 21.3 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2012 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Lum, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap. La figura 5.2 muestra los nombres de los activos que conforman la Región Marina Noreste.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2011, fue de 1,342.7 miles de barriles de aceite y 1,405.6 millones de pies cúbicos de gas natural, siendo el campo Ku del complejo Ku-Maloob-

Zaap, el que se ubicó como el más importante del país, al aportar 310.7 mil barriles de aceite diarios y 171.5 millones de pies cúbicos de gas natural diarios, lo anterior se logró por las acciones emprendidas para mantener su factor de recuperación. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap, continúa incrementando gradualmente su producción, como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante inyección de nitrógeno. De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2011, 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 5.2.

Al 1 de enero de 2012, el volumen original probado de aceite de la región corresponde a 62,203.2 millones de barriles, correspondiendo al 39.5 por ciento del volumen nacional en dicha categoría, lo que se traduce en un incremento derivado del desarrollo de los campos de la región y la actividad exploratoria. A nivel regional, el Activo Cantarell contiene la mayor parte del volumen 37,421.8 millones de barriles de aceite, lo que significa 60.2 por ciento del total de la región. Esto implica un incremento con relación al año anterior como resultado del desarrollo y revisiones realizadas en los campos del activo. Por lo que toca al Activo Ku-Maloob-Zaap, cuenta con 24,781.4 millones de barriles de aceite, que representan 39.8 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento con respecto a 2011, fundamentalmente por el desarrollo de los campos Ku y Maloob y actualización de su modelo geológico-petrofísico. Con respecto al volumen original probable de aceite éste alcanzó 5,739.8 millones de barriles, que representan 11.3 por ciento del total nacional, en esta categoría, lo que significa un aumento con respecto al año anterior. El Activo Ku-Maloob-Zaap posee 5,277.7 millones de barriles,

equivalentes a 91.9 por ciento de la región; el Activo Cantarell reporta 462.1 millones de barriles, equivalente al 8.1 por ciento de la región. En cuanto al volumen original posible de aceite, éste presentó un aumento con respecto a 2011, ubicándose en 8,826.2 millones de barriles, que equivalen a 18.6 por ciento del volumen nacional, resultado de la revisión del modelo geológico-petrofísico en el campo Kayab y la incorporación del yacimiento Calcarenititas del Eoceno Medio en Sihil. El Activo Cantarell contiene 153.5 millones de barriles en sus campos y el Activo Ku-Maloob-Zaap concentra 8,672.6 millones de barriles de crudo.

Con relación al volumen original probado de gas natural, la Región Marina Noreste registró 25,603.5 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2012, el valor corresponde con el 13.3 por ciento del total nacional, con respecto a lo reportado a enero de 2011, se tiene un incremento, como principalmente por el desarrollo en los campos Ku y Maloob y la actualización de su modelo geológico-petrofísico. Es el Activo Cantarell el que contribuye con 17,629.6 miles de millones de pies cúbicos que se manifiestan como el 68.9 por ciento del volumen regional, mientras que la aportación del Activo Ku-Maloob-Zaap es 7,973.9 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 31.1 por ciento de la región.

Cuadro 5.2 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	69,808.2	26,713.9
	Probado	58,496.2	24,488.2
	Probable	5,580.0	1,027.1
	Posible	5,732.0	1,198.6
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

En la categoría de reserva probable, el volumen original de gas natural a nivel regional, asciende a 973.1 miles de millones de pies, observándose una reducción respecto a lo reportado en 2011. Del volumen regional mayor parte, 88.8 por ciento, pertenece al Activo Ku-Maloob-Zaap y el 11.2 por ciento restante al Activo Cantarell. Mientras que el volumen original posible de gas natural, muestra un decremento con respecto al periodo anterior, siendo del 1,362.8 miles de millones de pies cúbicos de gas al 1 de enero de 2012, donde

el Activo Ku-Maloob-Zaap contiene 87.4 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 12.6 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 5.3 y 5.4. Al 1 de enero de 2012, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste son 11,595.3 millones de barriles de aceite crudo y 4,438.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 37.9 y 7.2 por ciento del total nacional, respectivamente.

De la evaluación de reservas 2P, éstas alcanzan 8,527.7 millones de barriles de aceite crudo y 3,791.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, correspondientes al 45.9 y 10.9 por ciento de las reservas 2P del país, respectivamente. El cuadro 5.3 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 2012 es de 5,528.0 millones de barriles y representa 55.1 por ciento de la reserva probada total nacional; mientras que, para el gas natural, en la misma categoría de reserva, el dato es 2,848.7 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 2,999.7 y 3,067.6 millones de barriles, cifras que representan 35.1 y 25.5 por ciento, de las reservas nacionales en estas categorías, con base en los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,527.7 y 11,595.3 millones de barriles.

Las reservas probable y posible de gas natural, suman 942.7 y 647.2 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 5.4 y 2.4 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, 3,791.4 y 4,438.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región registran valores de 4,302.9 y 1,225.1 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se tienen 2,390.4 y 458.3 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, 5,472.7 millones de barriles de aceite pesado, equivalentes a un 99.0 por ciento de la reserva, mientras que el 1.0 por ciento restante del total probado de la región, se compone por 55.3 millones de aceite ligero.

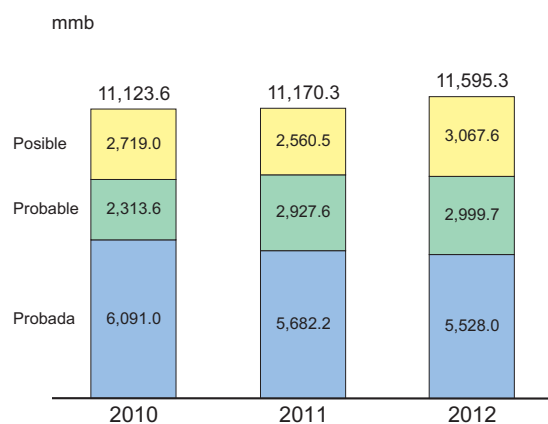


Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

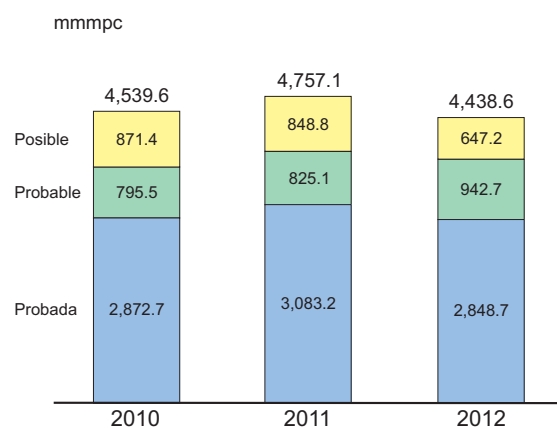


Figura 5.4 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

Cuadro 5.3 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	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	14.2
Cantarell	1,969.6	55.3	0.0	1,286.8	14.2
Ku-Maloob-Zaap	3,503.1	0.0	0.0	1,547.7	0.0
2P	8,428.8	99.0	0.0	3,775.6	15.8
Cantarell	3,343.5	99.0	0.0	1,774.2	15.8
Ku-Maloob-Zaap	5,085.3	0.0	0.0	2,001.5	0.0
3P	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	57.8
Cantarell	4,745.9	99.0	0.0	2,024.0	57.8
Ku-Maloob-Zaap	6,750.4	0.0	0.0	2,356.9	0.0

Para la reserva probada de gas natural de la región, se tienen 2,848.7 miles de millones de pies cúbicos, las cuales se componen en gas asociado y no asociado, siendo 2,834.5 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 2012, la reserva probada de aceite en la Región Marina Noreste es de 5,528.0 millones de barriles, la mayor parte de este volumen se concentra en el Activo Ku-Maloob-Zaap con 3,503.1 millones de barriles, equivalentes a 63.4 por ciento regional, en tanto que, el Activo Cantarell registra 2,024.9 millones de barriles que representan el 36.6 por ciento restante.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012, registra un incremento de 335.9 millones de barriles con respecto al año anterior. Este se origina principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob y Zaap, por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo

Pit, mejor comportamiento presión-producción en Ku y la incorporación del yacimiento Calcarentas del Eoceno Medio en Sihil, las modificaciones en los campos citados suman 424.8 millones de barriles de aceite. Asimismo, se presentan decrementos por 158.5 millones de barriles de aceite ocasionados por la revisión del comportamiento de presión-producción del campo Sihil. Los campos Akal y Maloob, suman el 53.7 por ciento de reserva probada de aceite de la región.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto de 278.6 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior. La variación se atribuye a la revisión del comportamiento presión-producción de los campos Akal, Ku y Kutz, la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en Zaap. Sin embargo, este incremento resulto afectado por la reducción de 50.8 miles de millones de pies cúbicos en el campo Sihil Cretácico. En la distribución de estas reservas por activo, la mayor parte se encuentra en Ku-Maloob-Zaap con el 54.3 por ciento, mientras que Cantarell concentra el 45.7 por ciento complementario.

Por lo que respecta a la reserva probable de aceite, el valor estimado al 1 de enero del presente año

Cuadro 5.4 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		2,848.7	2,280.2	1,792.0
	Cantarell	1,300.9	1,158.4	911.9
	Ku-Maloob-Zaap	1,547.7	1,121.8	880.1
Probable		942.7	740.9	581.6
	Cantarell	489.0	427.2	335.5
	Ku-Maloob-Zaap	453.7	313.7	246.1
Posible		647.2	451.0	362.8
	Cantarell	291.8	266.0	217.7
	Ku-Maloob-Zaap	355.4	185.0	145.1

muestra un incremento de 72.1 millones de barriles de aceite, es decir 2.5 por ciento mayor que el año anterior. En particular se tienen incrementos en los campos Baksha, Sihil y Ku con un total de 240.8 millones de barriles de aceite, siendo para el primero por la reclasificación de su reserva probada a probable y en los otros campos por su comportamiento presión-producción. De igual manera, se presentan reducciones por 181.2 millones de barriles de aceite de los campos Maloob, Pit y Zaap. Para esta categoría de reservas el Activo Ku-Maloob-Zaap se reúne el 52.7 por ciento del volumen regional.

La reserva probable de gas natural de la región al 1 de enero de 2012, presenta un incremento de 117.6 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2011, situándose en 942.7 miles de millones de pies cúbicos. Los campos que aportaron la mayor parte de este volumen son Ku, Maloob y Sihil que en conjunto adicionan 122.4 miles de millones de pies cúbicos, además se presentan reducciones en los campos Pit y Zaap por un total de 30.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos. A nivel activo, Cantarell contiene un 51.8 por ciento y Ku-Maloob-Zaap el 48.2 por ciento restante.

Para el caso de la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2012, ésta registra un incremento de 507.1 millones de barriles de con respecto al año anterior. La revisión del modelo geológico-petrofísico y de simulación de flujo de los campos Kayab y Ku, adicionaron en conjunto 611.9 millones de barriles. Asimismo, se tienen disminuciones por 118.5 millones de barriles de aceite, en el campo Maloob, resultado de la reclasificación de sus reservas. El Activo Ku-Maloob-Zaap concentra el 54.3 por ciento de la reserva posible de la región, mientras el Activo Cantarell participa con el 45.7 por ciento.

Al 1 de enero de 2012, la reserva posible de gas natural presenta un decremento de 201.6 miles de millones de pies cúbicos respecto al periodo anterior, situándose en 647.2 miles de millones de pies cúbicos, al 1 de enero de 2012. Los campos que tuvieron los decrementos más importantes son Akal y Maloob con 340.5 miles de millones de pies cúbicos, mientras que, Kayab y Ku adicionan 155.0 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 5.4 presenta las reservas de gas natural por activo estimadas al 1 de enero de 2012 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

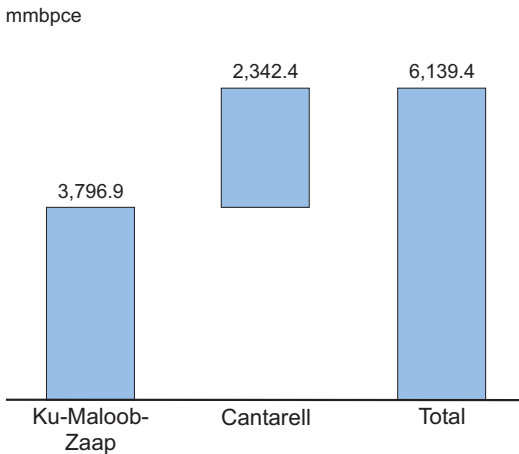


Figura 5.5 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

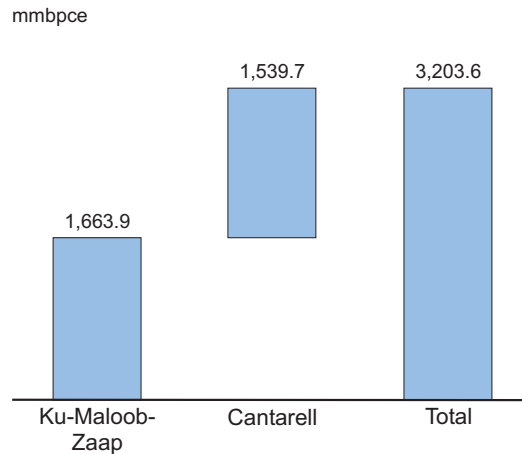


Figura 5.6 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2012 de la Región Marina Noreste asciende a 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y corresponde al 44.5 por ciento del total nacional. Al comparar este dato con el reportado al 1 de enero de 2011, éste registra un incremento de 385.9 millones de barriles. Lo anterior es resultado de la aplicación de mejores esquemas de explotación en los campos Ku, Maloob y Zaap, y la revisión del modelo estático del campo Pit. La figura 5.5 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.

En relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, registra un incremento de 119.0 millones de barriles, originada por las revisiones en los campos Baksha, Ku y Sihil. Por lo tanto la reserva probada asciende a 3,203.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a nivel nacional al 25.9 por ciento. La figura 5.6 presenta la distribución de la reserva por activo, siendo Ku-Maloob-Zaap en donde se concentra la mayor parte del volumen regional con 51.9 por ciento.

En la categoría de reserva posible la Región Marina Noreste, cuantifica 3,183.3 millones de barriles de

petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año, equivalentes al 18.0 por ciento del total nacional. En la figura 5.7 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 Ku-Maloob-Zaap concentra la mayoría del volumen con un 53.8 por ciento. Para la fecha de evaluación, se tuvo un aumento de 469.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, generado por la actualización del modelo geológico-petrofísico y de simulación de flujo del campo Kayab. Asimismo, se tienen decrementos que son originados por la reclasificación de reservas del campo Maloob

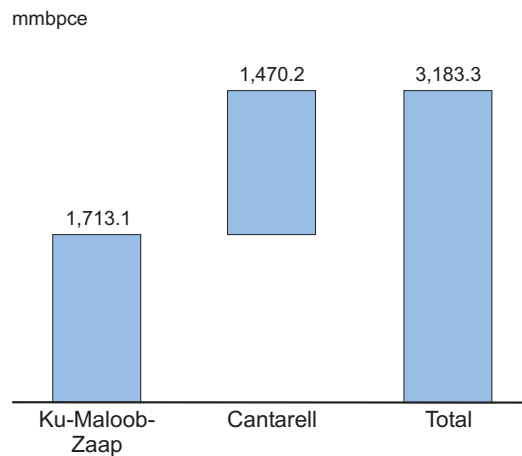


Figura 5.7 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

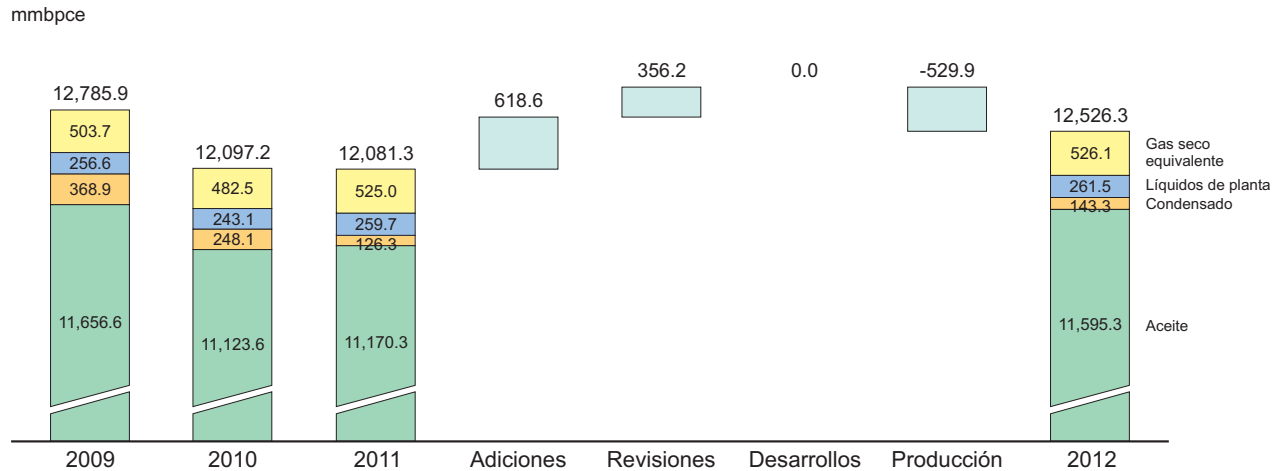


Figura 5.8 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

y el análisis del comportamiento presión-producción del campo Akal, que en conjunto representan 151.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva total o 3P de la región presenta un incremento neto de 974.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,526.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, concentrando 28.6 por ciento del total nacional. La figura 5.8 presenta la constitución de la reserva 3P a nivel regional.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Noreste es de 11.6 años considerando como constante la producción registrada durante 2011, 529.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Al realizar un ejercicio similar para la reserva probada más probable (2P), la relación reserva-producción asciende a 17.6 años, finalmente para la reserva (3P) la relación mencionada es 23.6 años.

Cuadro 5.5 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
2010	Total	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2
	Probada	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8
	Probable	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5
	Posible	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9
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

A nivel activo, Ku-Maloob-Zaap durante el año 2011 tuvo una producción de 329.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, empleando este valor, se estima una relación reserva-producción de 11.5 años; mientras que para Cantarell la relación resulta de 11.7 años con una producción en 2011, de 200.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Para las otras categorías de reservas, la relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo Ku-Maloob-Zaap es de 16.6 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 21.8 años. El Activo Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 19.4 años. Para las reservas totales (3P), la relación reserva-producción se incrementa a 26.7 años.

Es importante mencionar que durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se colocó como el primer productor

de aceite a nivel nacional con una producción de 902.6 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 5.5, ésta comprende del 1 de enero de 2010 al 1 de enero de 2012. Se observa que la reserva probada de 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se constituye por 90.1 por ciento de aceite crudo, 1.5 por ciento de condensado, 2.8 por ciento de líquidos de planta y 5.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 3,203.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone de 93.6 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 1.8 por ciento



Figura 5.9 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.

de líquidos de planta y 3.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 3,183.3 millones de barriles y está distribuida en 96.4 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 0.9 por ciento de líquidos de planta y 2.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Región Marina Suroeste

Por su posición geográfica, esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales,

y al Oeste por la Región Norte. La figura 5.9 presenta la ubicación geográfica de esta región.

A partir de 2011, la región está organizada por los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, resultado de una nueva estructura organizativa cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión de los yacimientos a lo largo de su vida productiva, figura 5.10. Cabe hacer notar, que estos activos también tienen la responsabilidad de administrar los yacimientos además de implantar programas de incorporación de reservas y delimitación asociados a reservas ya descubiertas. Adicionalmente a estos dos activos, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo orientado hacia actividades exploratorias, denominado Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino.

Dentro del marco estratégico nacional, la Región Marina Suroeste ha contribuido de manera sobresaliente con los objetivos que la empresa ha planteado. Esto se ha manifestado durante los últimos años a través

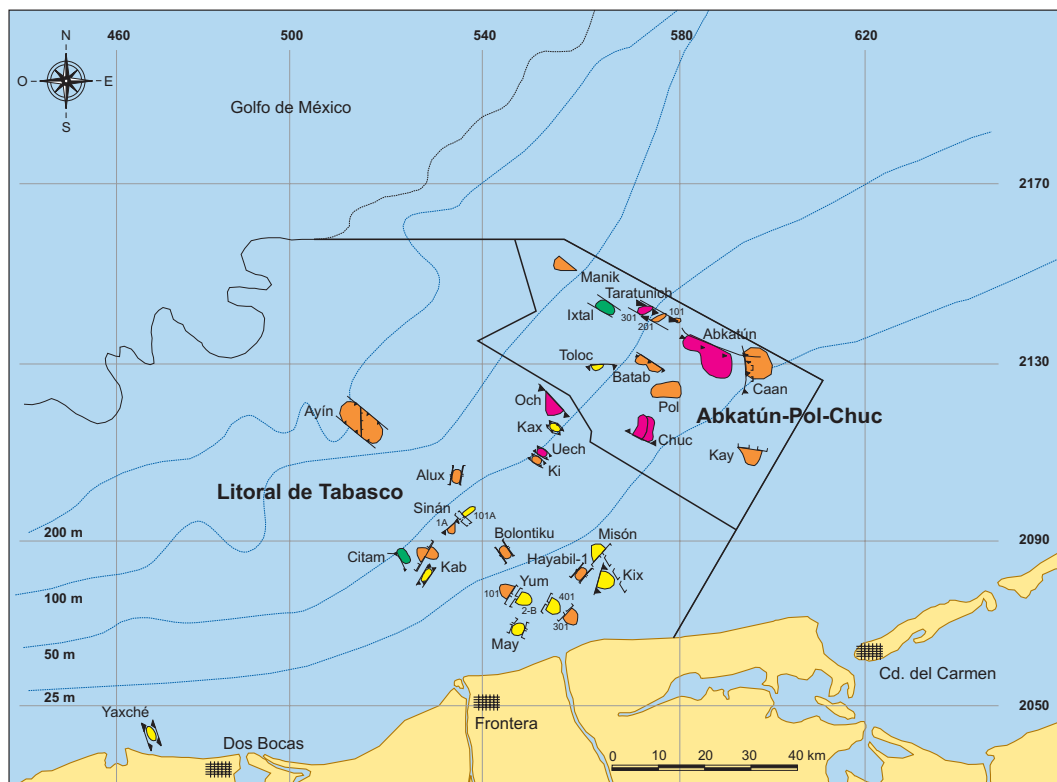


Figura 5.10 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Marina Suroeste.

de la reposición de hidrocarburos producidos. Los nuevos descubrimientos a nivel regional han aportado volúmenes importantes de reservas probadas, probables, y posibles poniendo de manifiesto el arduo trabajo que en la región se ha realizado. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste tiene algunos de sus campos en etapa de explotación avanzada, sin embargo, a través de los trabajos de administración de los yacimientos que integran a dichos campos se ha logrado tener mejores comportamientos en términos de presión-producción, lo cual ha sido un factor primordial para el mantenimiento de la producción, y en algunos casos lograr incrementos de cuotas de producción adicionales a las contribuciones de la puesta en producción de nuevos yacimientos regionales.

Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina referente a aguas profundas, es decir, más allá de la isobata de 500 metros han sido satisfactorios en los años recientes. La región administra un total de 71 campos, de éstos, 23 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 32 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados. La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2011, promedió 560.6 miles de barriles y 1,208.3 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 204.6 millones de barriles de aceite y 441.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 22.0 y 18.3 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

De manera relevante, cabe mencionar que continuaron realizándose importantes descubrimientos de gas no asociado y aceite crudo durante 2011, cuyo monto ascendió a 650.9 millones de barriles de petróleo crudo

equivalente en reservas 3P. Esta contribución por el descubrimiento de 6 nuevos campos, está permitiendo la integración de proyectos de desarrollo donde yacimientos de gas no asociado y de aceite ligero están presentes. Así, las actividades de exploración y explotación seguirán alimentando la reposición de las reservas por medio de nuevos yacimientos, y la reclasificación de los volúmenes de los ya encontrados.

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2012, es 19,129.1 millones de barriles de aceite, y representa 12.1 por ciento del total probado nacional. Los volúmenes originales probable y posible son 3,595.9 y 5,994.3 millones de barriles de aceite, correspondiendo a 7.1 y 12.6 por ciento de los volúmenes probables y posibles del país, respectivamente. El Activo Abkatún-Pol-Chuc, contiene la mayor parte de este volumen original probado, con 76.1 por ciento del total regional. En cuanto al volumen original probable de aceite, el Activo Litoral de Tabasco concentra 64.2 por ciento del volumen original probable regional, mientras que para el posible, nuevamente dicho activo contiene 80.2

Cuadro 5.6 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	26,491.7	38,600.6
	Probado	17,683.9	22,168.6
	Probable	3,383.5	5,826.4
	Posible	5,424.3	10,605.6
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

por ciento del total regional y Abkatún-Pol-Chuc, el restante 19.8 por ciento. El cuadro 5.6 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías reportadas al 1 de enero de 2010 a 2012.

Con relación al volumen original probado de gas natural, la región contribuye con 26,222 miles de millones de pies cúbicos. Esta cifra representa 13.7 por ciento del nacional. Los volúmenes originales de gas natural probable y posible son 5,740.2 y 13,262.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco explican respectivamente 58.4 y 41.6 por ciento del volumen original probado regional. En la categoría probable, el Activo Litoral de Tabasco contiene el mayor porcentaje con 82.0 por ciento, mientras que Abkatún-Pol-Chuc contiene el restante 18.0 por ciento. Asimismo, el Activo Litoral de Tabasco concentra la mayor parte del volumen original posible con 96.8 por ciento, mientras que el Activo Abkatún-Pol-Chuc aporta 3.2 por ciento.

5.2.2 Evolución de las reservas

La reserva 1P o probada, al 1 de enero de 2012 alcanza 1,266.9 millones de barriles de aceite y corresponde a 12.6 por ciento de las reservas probadas del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2012, ésta es de 4,080.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, representando 23.7 por ciento de las reservas probadas de gas del país. Asimismo, se estiman reservas 2P y 3P de aceite por 2,469.3 y 4,026.4 millones de barriles y de 7,845.5 y 14,615.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En la figuras 5.11 y 5.12 se consideran las variaciones de las reservas de aceite y gas natural de los últimos tres años.

Con relación a la categorización de la reserva probada, la probada desarrollada a nivel región es de 621.1 millones de barriles de aceite y 1,471.3 miles de

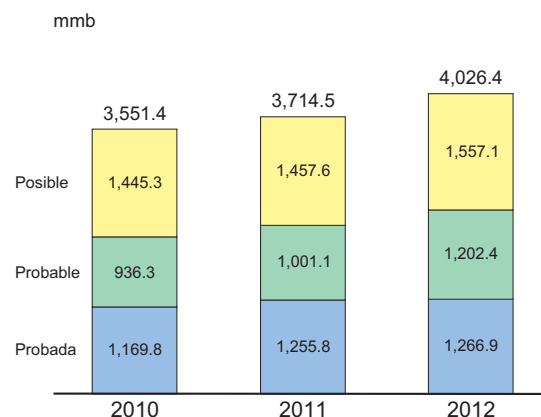


Figura 5.11 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

millones pies cúbicos de gas natural, mientras que la no desarrollada alcanza 645.8 millones de barriles de aceite y 2,608.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras en reserva probada no desarrollada significan 51.0 y 63.9 por ciento de la reserva probada de la región, respectivamente.

De la reserva probada de aceite, la composición de aceite ligero y superligero alcanza 61.6 y 30.4 por ciento del total regional, mientras que el aceite pesado es 8.0 por ciento. En gas natural, 61.4 por ciento se compone de gas no asociado y el restante 38.6 por ciento, es asociado, con 1977.6 miles de millones de pies cúbicos ubicados en yacimientos de gas y condensado mientras que los de gas seco ascienden a

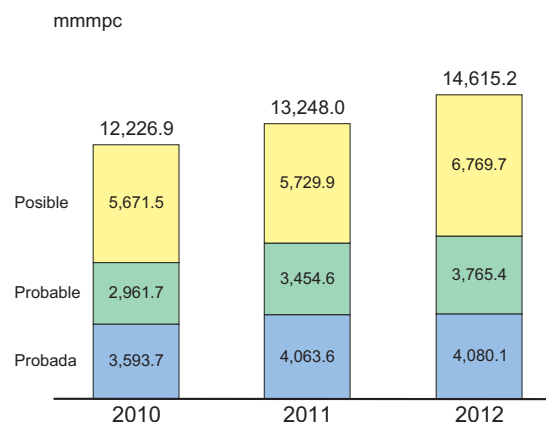


Figura 5.12 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

76.4 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.7 indica, a nivel activo, la composición de las reservas 1P, 2P y 3P clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero, así como gas asociado y no asociado.

La reserva probable de aceite, al 1 de enero del año 2012, es 1,202.4 millones de barriles de aceite, y corresponde a 14.1 por ciento del total nacional, mientras que la reserva probable de gas representa 21.4 por ciento del total del país, es decir, alcanza 3,765.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. La reserva posible de aceite al 1 de enero de 2012 es 1,557.1 millones de barriles, que equivale a 12.9 por ciento del total nacional. En cuanto a la reserva posible de gas natural, ésta alcanza 6,769.7 miles de millones de pies cúbicos, representando 25.3 por ciento del país.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012, la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,266.9 millones de barriles en su reserva probada, de los cuales 413.8 millones ó 32.7 por ciento se ubican en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 853.1 millones de barriles de aceite, es decir 67.3 por ciento, le corresponden al Activo Litoral de Tabasco.

La reserva probada de aceite a nivel regional tuvo un incremento neto de 215.7 millones de barriles, con respecto a la reportada al 1 de enero de 2011. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 220.9 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación negativa de 5.2 millones de barriles con respecto al año anterior. A nivel de activo, Litoral de Tabasco registró un incremento en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012 por 166.7 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 126.0 millones de barriles y 40.7 millones en la probada no desarrollada. Las variaciones positivas en los campos del Activo Litoral de Tabasco se deben básicamente a las actividades exploración, delimitación que permitieron la incorporación de nuevos campos, por desarrollo en los campos Bolontikú, Sinán y Xanab y revisión del comportamiento presión-producción en Kax y May.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 49.0 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada un incremento por 94.9 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponde un decremento por 45.9 millones de barriles. Estas variaciones positivas se deben fun-

Cuadro 5.7 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	101.1	780.6	385.1	1,575.1	2,505.1
Abkatún-Pol-Chuc	12.3	381.5	20.0	738.4	95.2
Litoral de Tabasco	88.8	399.1	365.2	836.7	2,409.9
2P	392.8	1,431.3	645.1	2,594.7	5,250.8
Abkatún-Pol-Chuc	133.0	794.3	56.5	1,397.0	221.8
Litoral de Tabasco	259.9	637.0	588.6	1,197.7	5,029.0
3P	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	11,020.9
Abkatún-Pol-Chuc	254.6	824.6	62.2	1,450.0	258.8
Litoral de Tabasco	481.3	1,198.9	1,204.7	2,144.3	10,762.1

damentalmente a las actividades de desarrollo en los campos Homol e Ixtal, así como a la revisión del comportamiento presión-producción de Abkatún y Taratunich.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas de gas natural ascienden a 4,080.1 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 833.6 miles de millones de pies cúbicos en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 3,246 miles de millones de pies cúbicos.

En referencia a la reserva probada de gas natural la región, reporta un incremento neto por 457.6 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al año anterior. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 549.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y un decremento de 92.3 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada. Para el Activo Litoral de Tabasco, la reserva probada presentó un incremento por 470.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 434.7 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación positiva por 36.0 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 en Kab y revisiones en Kax, May, Och, Sinán, Uech y Yum.

El Activo Abkatún-Pol-Chuc registra un decremento en la reserva probada de 13.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica básicamente por la revisión de sus campos.

Al 1 de enero de 2012, la reserva probable de aceite crudo de la región, presenta un incremento de 201.4 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo Abkatún-Pol-Chuc registró un incremento de 209.1 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el decremento

en el Activo Litoral de Tabasco por 7.7 millones de barriles, explican la variación antes citada. Básicamente la actividad exploratoria cuantifica volúmenes por 97.5 millones de barriles de aceite, en los campos Hokchi, Kab bloque Kinbe Jurásico y Xanab Cretácico. Así mismo, en los rubros desarrollo y revisión, se tuvieron incrementos que cuantificaron 79.6 millones de barriles. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2012, asciende a 1,202.4 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 310.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra reportada al 1 de enero del año anterior. Esta variación se compone por el incremento registrado en el Activo Abkatún-Pol-Chuc de 362.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el decremento en Litoral de Tabasco por 51.6 miles de millones de pies cúbicos. El principal incremento en la categoría probable se sitúa en Abkatún en el yacimiento Brecha Paleoceno-Cretácico Superior por 112.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural como resultado de su comportamiento presión-producción, mientras que el principal decremento se situó en el campo Sinán por 79.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, debido al desarrollo propio del campo. Estas variaciones representan los principales cambios en el Activo Litoral de Tabasco. Asimismo, existieron variaciones en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, que originaron que en el total de la reserva probable de la región registrará el incremento antes citado por 310.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural al 1 de enero de 2012.

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,557.1 millones de barriles y 6,769.7 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación positiva por 99.5 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2011. En esta categoría, el Activo Abkatún-Pol-Chuc presenta un decremento de 14.1 millones de barriles, básicamente

Cuadro 5.8 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		4,080.1	3,653.9	2,927.1
	Abkatún-Pol-Chuc	833.6	643.5	500.9
	Litoral de Tabasco	3,246.6	3,010.4	2,426.1
Probable		3,765.4	3,421.4	2,838.4
	Abkatún-Pol-Chuc	785.2	609.2	474.3
	Litoral de Tabasco	2,980.1	2,812.3	2,364.1
Posible		6,769.7	6,399.8	5,461.9
	Abkatún-Pol-Chuc	90.0	65.1	50.7
	Litoral de Tabasco	6,679.7	6,334.7	5,411.3

por revisiones de campos. Adicionalmente, en esta categoría el Activo Litoral de Tabasco registra un incremento por 113.5 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en el campo Kab por la perforación del pozo Kinbe-1 en el bloque Kinbe Jurásico.

Respecto la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación positiva de 1,039.8 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo Litoral de Tabasco tuvo un incremento por 1,053.5 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 1,224.5 miles de millones de pies cúbicos, en los campos Nen y Piklis a nivel Terciario.

Por su parte el Activo Abkatún-Pol-Chuc, registra un decremento de 13.7 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.8 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2012, la región tiene una reserva probada de 2,115.5 millones de barriles de petróleo

crudo equivalente, es decir, 15.3 por ciento del total nacional. Como se observa en la figura 5.13, los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco contienen 27.0 y 73.0 por ciento, respectivamente del total de la región.

La reserva probada incremento 332.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al 1 de enero de 2011. En referencia a los activos, Litoral de Tabasco presenta un incremento por 287.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que Abkatún-Pol-Chuc presenta un incremento de 45.4

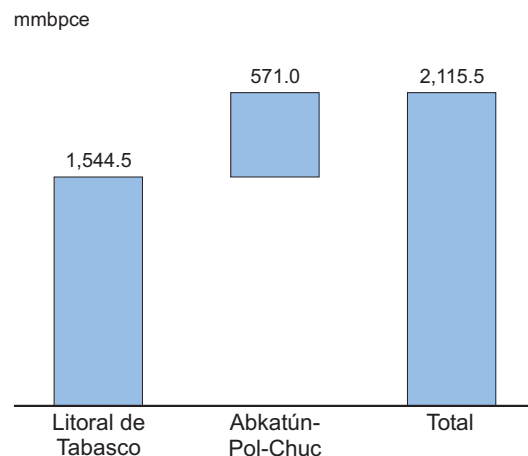


Figura 5.13 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los principales incrementos a nivel reserva probada registraron en los campos Abkatún, Pol, Taratunich, Kax, May, Och, Homol, Ixtal, Bolontikú, Sinán, Xanab, Hokchi, Kab y Tsimin lo cual se explica para el caso de los seis primeros debido a la actualización de sus pronósticos de producción; en Homol, Ixtal, Bolontikú, Sinán y Xanab como resultado de la perforación de pozos de desarrollo; en Hokchi y Kab cabe destacar su incorporación como campos nuevos debido a los buenos resultados de los pozos exploratorios Hokchi-1 y Kinbe-1, este último permitió adicionar el bloque Kinbe-Jurásico al campo Kab y Tsimin que reclasifico reserva posible a probada por la perforación del pozo delimitador Tsimin-1DL. Sin embargo, también se presentan decrementos por 79.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en los campos Alux y Che por los malos resultados en su comportamiento presión-producción y Kach debido a la reclasificación de su reserva probada a probable.

La reserva probable al 1 de enero de 2012, es de 1,976.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, 16.0 por ciento de las reservas del país, como se muestra en la figura 5.14. Con respecto al 1 de enero de 2011, esto representa un incremento de 276.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este aumento en la reserva regional se encuentra principalmente en el Activo Abkatún-Pol-Chuc, mientras que el Activo Litoral de Tabasco presenta un decremento de 1.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel reserva probable destaca la incorporación de nuevos descubrimientos por 117.2 millones de barriles de petróleo en los campos Hokchi, Kab bloque Kinbe Jurásico y Xanab. Asimismo, los campos Abkatún, Ixtal y Kach suman aumentos por 214.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, como resultado de las actividades de revisiones y actualizaciones realizadas durante 2011. Los decrementos en la región, a nivel reserva probable contabilizan 185.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican principalmente con disminuciones en Bolontikú,

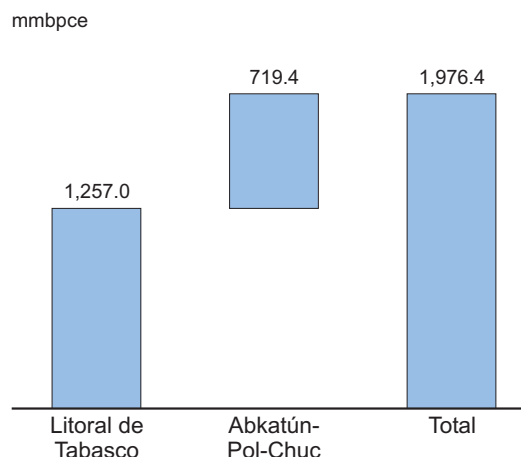


Figura 5.14 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

May y Sinán por la actualización del comportamiento presión-producción, mientras que Alux actualiza su modelo geológico-petrofísico por los resultados del pozo Alux-31 que resulto improductivo.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año asciende a 2,962.5 millones de barriles, que significan 16.8 por ciento del país. La figura 5.15 detalla la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente por activo de la región, donde 94.1 por ciento se localiza en el Activo Litoral de Tabasco. Al cierre de 2011, se tiene un balance positivo por 355.0 millones de barriles.

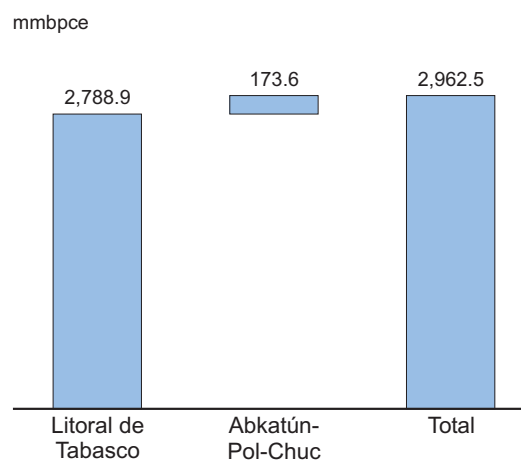


Figura 5.15 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

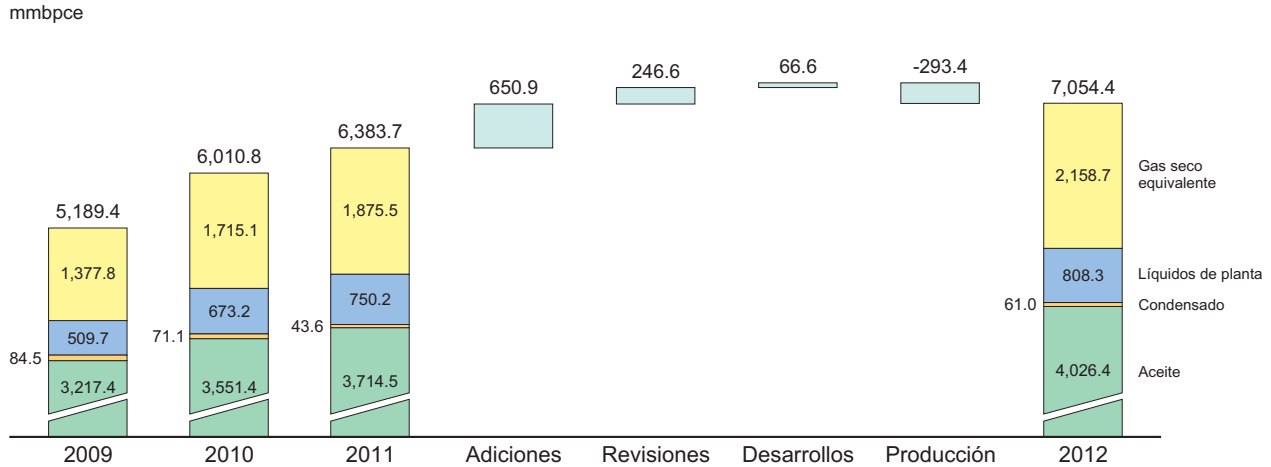


Figura 5.16 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

les de petróleo crudo equivalente, que se origina en gran parte por los descubrimientos del bloque Kinbe Jurásico perteneciente al campo Kab, Nen y Piklis que sumados totalizan 417.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a los decrementos, la reducción de 150.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente se explica principalmente por la desincorporación del yacimiento de gas y condensado e incorporación del yacimiento de aceite volátil, en el horizonte Cretácico como resultado del estudio PVT de aceite volátil del pozo Tsimin-1DL. De manera resu-

mida, la figura 5.16 muestra la variación de la reserva 3P durante el año 2011 en petróleo crudo equivalente con respecto a los años 2009, 2010 y 2011.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la región es 7.2 años, considerando una producción constante de 293.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si en esta relación se usa la reserva 2P, el número de años es 13.9 y con la 3P es 24.0

Cuadro 5.9 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
2010	Total	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8
	Probada	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8
	Probable	936.3	14.2	156.7	422.2	1,529.5
	Posible	1,445.3	27.1	290.6	826.5	2,589.5
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

años. El activo con menor relación reserva probada-producción es Abkatún-Pol-Chuc con 4.1 años, y el de mayor relación es Litoral de Tabasco con 10.0 años. En cuanto a la producción de crudo, el Activo Litoral de Tabasco es el tercer productor del país.

Para la reserva 2P, la relación reserva-producción de los activos Abkatún-Pol Chuc y Litoral de Tabasco se estiman en 9.3 y 18.2 años. En el caso de la reserva 3P, se obtiene una relación reserva-producción de 10.5 y 36.3 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

En el cuadro 5.9 se presenta la distribución de reservas por tipo de fluido para los últimos tres años, en las categorías probada, probable y posible. La reserva remanente probada, está constituida por 59.9 por ciento de aceite crudo, 1.0 por ciento de condensado,

12.5 por ciento de líquidos de planta y 26.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva probable llega a 1,976.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de ésta 60.9 por ciento es aceite crudo, 0.9 por ciento son condensados, 10.6 por ciento son líquidos de planta y 27.6 por ciento es gas seco equivalente a líquido. La reserva posible asciende a 2,962.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales son distribuidos en 52.6 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento para los condensados, 11.3 por ciento en líquidos de planta y 35.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.3 Región Norte

Esta región posee la mayor extensión territorial con respecto a las otras regiones de Pemex Exploración y



Figura 5.17 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina.

Producción. Se extiende en 27 estados e incluye 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente. La región se conforma por una parte terrestre y otra marina, localizándose en la porción Norte de la República Mexicana con las siguientes colindancias. Al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el río Tesechoacán del estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico, figura 5.17.

Administrativamente, la región se compone de cuatro activos: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por el activo de exploración denominado Golfo de México Norte, figura 5.18. Las actividades principales de los activos se centran en el desarrollo de campos, así como en la optimización de los campos que administran. Los objetivos principales del activo de exploración son la incorporación de reservas y la evaluación del potencial de las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz, así como del Golfo de México.

Debido a la superficie que comprende, la Región Norte es la que opera el mayor número de campos y consecuentemente la que registra la mayor actividad de desarrollo en el país. Asimismo, produce una gran variedad de hidrocarburos, desde gas seco y húmedo, gas y condensado, hasta aceite ligero e incluso aceite pesado. Específicamente, los activos Burgos y Veracruz producen en su mayor parte gas no asociado, mientras que los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira son productores primordialmente de aceite. Lo anterior ha permitido que la región ocupe la primera posición en cuanto a la producción de gas natural y que sus reservas probable y posible se constituyan como las más importantes de México.

La Región Norte produjo, en el año 2011, un volumen de 42.4 millones de barriles ó 116.2 miles de barriles por día de aceite, así como 835.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó una producción promedio diaria de 2,287.9 millones de pies cúbicos. Lo anterior en el contexto de la producción



Figura 5.18 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Norte.

total del país significa 4.6 por ciento en cuanto a la producción de aceite y 34.7 por ciento de la producción de gas natural.

En referencia a las actividades exploratorias, durante 2011 se terminaron 18 pozos exploratorios, destacando los descubrimientos realizados mediante los pozos Emergente-1 y Gasífero-1. El primero de ellos del Activo Burgos, abre un gran potencial al descubrir producción en lutitas gasíferas de la formación Eagle Ford, el segundo perteneciente al Activo Veracruz, el cual resultó productor de aceite y gas en rocas del Mioceno.

En cuanto a las actividades de desarrollo de campos, durante el año 2011 la cifra de pozos terminados ascendió a 844, destacando los activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo por la actividad registrada, en el primer caso con 174 pozos terminados y el segundo con 513 pozos.

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

El cuadro 5.10 muestra la evolución de los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte durante los últimos tres años. El volumen original probado de aceite al 1 de enero de 2012, asciende a 41,187.3 millones de barriles de aceite, lo cual comprende 26.1 por ciento del total nacional. Además, el volumen original de gas natural probado es de 71,433.3 miles de millones de pies cúbicos, lo cual significa 37.2 por ciento a nivel nacional. Regionalmente, el porcentaje mayor de los volúmenes originales probados de aceite y gas natural pertenece al Activo Poza Rica-Altamira, con 27,549.3 millones de barriles y 41,007.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. Estas cifras a nivel regional significan 66.9 por ciento para el caso del aceite y 57.4 por ciento para el gas natural. En cuanto

al Activo Aceite Terciario del Golfo, sus volúmenes originales suman 12,485.2 millones de barriles de aceite y 5,705.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En lo que respecta a los activos Burgos y Veracruz, sus volúmenes originales de gas natural alcanzan 18,832.0 y 5,888.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

En cuanto a los volúmenes originales probables de aceite como de gas natural de la región, al 1 de enero del presente año, son 38,883.2 millones de barriles y 21,824.5 miles de millones de pies cúbicos, los cuales a nivel nacional representan el 76.3 y 67.9 por ciento, respectivamente. El Activo Aceite Terciario del Golfo acumula los mayores volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte, con valores porcentuales de 99.6 y 87.8 por ciento, respectivamente, es decir, 38,708.5 millones de barriles de aceite y 19,169.6 miles de millones de pies cúbicos.

Al 1 de enero de 2012, los volúmenes originales en la categoría posible ascienden a 31,098.7 millones de barriles de aceite y 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan 65.6 y 50.2 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. Al igual que en la categoría anterior, los

Cuadro 5.10 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	166,660.5	138,079.1
	Probado	49,717.5	73,743.0
	Probable	66,994.1	30,152.0
	Posible	49,948.9	34,184.1
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

mayores volúmenes se localizan en el Activo Aceite Terciario del Golfo con 30,298.8 millones de barriles de aceite y 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Los volúmenes originales probados de gas natural de la región, clasificados en asociado y no asociado, son 47,574.5 y 23,858.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. El 84.6 por ciento del volumen original probado de gas asociado se localiza en el Activo Poza Rica-Altamira, mientras que el 77.0 por ciento del volumen original probado de gas no asociado se ubica en el Activo Burgos.

Del total del volumen original probado de gas no asociado, 13,409.1 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas húmedo, 9,926.0 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco, mientras que 523.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Por lo que toca al volumen original probable de gas natural, éste se conforma de 19,319.8 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas asociado y 2,504.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. El porcentaje más alto del volumen original probable de gas asociado corresponde al Activo Aceite Terciario del Golfo con 99.2 por ciento.

Respecto al volumen original probable de gas no asociado, 1,518.8 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas húmedo, 866.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco y 119.6 miles de millones de pies cúbicos se refieren a gas y condensado. El mayor porcentaje del volumen original probable de gas no asociado se ubica en los yacimientos del Activo Burgos con 1,929.2 miles de millones de pies cúbicos, es decir, 77.0 por ciento del total regional.

En lo concerniente al volumen original de gas natural en la categoría posible, el cual asciende a 16,791.0 miles de millones de pies cúbicos, 13,992.8 miles de millones de pies cúbicos pertenecen al volumen

original de gas asociado y 2,798.2 miles de millones de pies cúbicos se atribuyen a gas no asociado. Los mayores volúmenes originales de gas asociado pertenecen al Activo Aceite Terciario del Golfo con 12,991.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la mayor acumulación del volumen original de gas no asociado se ubica en el Activo Burgos con 2,215.9 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa 79.2 por ciento a nivel regional.

El volumen original de gas no asociado posible de la Región Norte está conformado por 1,632.8 miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, 1,128.2 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 37.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012, el volumen original probado de aceite de la Región Norte registra una reducción por 7,475.9 millones de barriles de aceite. Esta variación se originó esencialmente por la actualización del modelo estático de Chicontepec en el Activo Aceite Terciario del Golfo. En cuanto al volumen original probado de gas natural, éste registra un decremento de 4,167.8 miles de millones de pies cúbicos, el cual es originado principalmente en el Activo Aceite Terciario del Golfo y a los resultados relacionados con el desarrollo de campos en el Activo Poza-Rica Altamira.

El volumen original probable de aceite registra, al 1 de enero del presente año, un decremento de 27,666.4 millones de barriles, que al igual que la reserva probada se debe principalmente a la actualización del modelo estático de Chicontepec, así como a los resultados generados por las actividades de desarrollo de campos.

En cuanto al volumen original probable de gas natural, al 1 de enero se registró una reducción por 14,307.0 miles de millones de pies cúbicos, ubicándose dicha diferencia básicamente en los campos del Paleocanal

de Chicontepec, y cuya explicación, por tratarse en su mayor parte de gas asociado, se relaciona directamente con el decremento experimentado en el volumen original de aceite explicado en el párrafo anterior.

El volumen original posible de aceite al 1 de enero de 2012, también presenta un decremento por 20,351.5 millones de barriles de aceite, que al igual que en las categorías probadas y probables obedece a la actualización del modelo estático de Chicontepec en el Activo Aceite Terciario del Golfo. En cuanto al volumen original de gas natural en la misma categoría, también presenta una reducción por 17,506.9 con respecto al año 2011, siendo la misma causa de esta reducción la ya mencionada anteriormente.

5.3.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de la Región Norte, al 1 de enero de 2012, ascienden a 813.1 millones de barriles de aceite y 3,858.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 305.3 millones de barriles de aceite y 2,474.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas desarrolladas. Asimismo, 507.8 millones de barriles de aceite y 1,383.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural corresponden a reservas probadas no desarrolladas.

Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural, los volúmenes correspondientes son 3,679.3 millones de barriles de aceite y 11,529.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En cuanto a las reservas posibles, los volúmenes ascienden a 7,006.7 millones de barriles de aceite y 18,570.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

De acuerdo a lo anterior, las reservas 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable, es de 4,492.4 millones de barriles de aceite y 15,388.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De esta forma, las reservas 3P, es decir, los volúmenes resultantes de la adición de las reservas probada, probable y posible, alcanzan 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La evolución histórica de los últimos tres años, para las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas natural, se puede observar en las figuras 5.19 y 5.20. Además, la composición de las reservas probadas o 1P, 2P y 3P a nivel de activo y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 5.11.

Al 1 de enero de 2012 y en un contexto nacional, la Región Norte concentra 8.1 y 22.4 por ciento de las reservas probadas de aceite y gas natural, respecti-

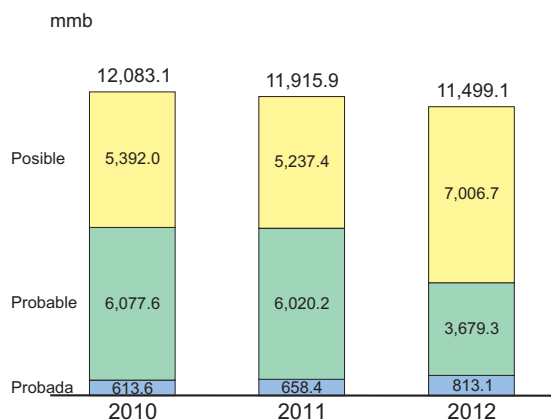


Figura 5.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

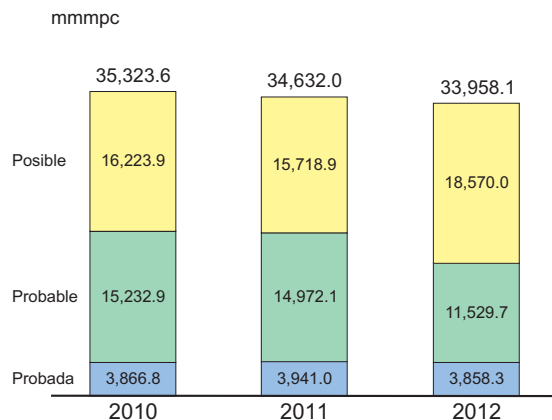


Figura 5.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

Cuadro 5.11 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	440.7	354.2	18.2	1,247.3	2,611.0
Aceite Terciario del Golfo	315.4	241.2	11.8	880.8	0.0
Burgos	0.0	0.0	6.4	27.7	1,849.0
Poza Rica-Altamira	119.6	109.6	0.0	319.4	42.8
Veracruz	5.8	3.4	0.0	19.5	719.2
2P	1,744.9	2,328.3	419.2	11,690.1	3,697.9
Aceite Terciario del Golfo	1,524.5	2,132.2	408.4	11,192.0	0.0
Burgos	0.0	0.0	8.8	30.5	2,658.7
Poza Rica-Altamira	212.4	189.8	2.0	442.7	177.6
Veracruz	8.0	6.3	0.0	24.9	861.6
3P	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	4,929.7
Aceite Terciario del Golfo	3,246.5	6,433.4	1,267.2	28,397.4	0.0
Burgos	0.0	0.0	9.5	31.5	3,728.1
Poza Rica-Altamira	232.3	287.2	2.1	547.1	204.6
Veracruz	11.9	9.0	0.0	52.3	997.0

vamente. Regionalmente, el porcentaje más elevado, esto es, 69.9 por ciento de las reservas probadas de aceite se localiza en los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, mientras que el Activo Poza Rica-Altamira ocupa la segunda posición con 28.2 por ciento. En cuanto a las reservas probadas de gas natural, 48.6 por ciento de la misma se localiza en los campos del Activo Burgos, en tanto que el Activo Aceite Terciario del Golfo ocupa la segunda posición con 22.8 por ciento.

En lo que respecta a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, éstas equivalen al 4.5 y 23.0 por ciento del total nacional para esta clase de reservas. A nivel regional y en cuanto a la reserva probada desarrollada de aceite, el Activo Poza Rica-Altamira ocupa el primer lugar con 49.5 por ciento, seguido del Activo Aceite Terciario del Golfo con 47.3 por ciento. En lo que concierne a la reserva probada desarrollada de gas natural, al Activo Burgos le corresponde 52.5 por ciento, mientras que 26.9 por ciento de las reserva se concentran en el Activo Veracruz.

Por otra parte, la Región Norte contiene 15.7 y 21.4 por ciento de las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, respectivamente, a nivel nacional. En un contexto regional, al Activo Aceite Terciario del Golfo le corresponde 83.5 por ciento del total de las reservas de aceite, en tanto que este mismo activo ocupa la primera posición respecto a la reserva probada no desarrolladas de gas natural con 45.9 por ciento, mientras que el Activo Burgos ocupa la segunda posición con 41.7 por ciento.

Respecto a las reservas probables de aceite y gas natural, la Región Norte posee 43.0 y 65.5 por ciento, respectivamente, de los totales nacionales en esta categoría. Específicamente, el Activo Aceite Terciario del Golfo concentra 95.0 por ciento de la reserva de aceite de la región y 89.4 por ciento de la reserva regional de gas natural.

A nivel nacional, la Región Norte ocupa un lugar preponderante en cuanto a las reservas posibles de aceite y gas natural, al concentrar 58.2 y 69.3 por ciento de los totales respectivos. Además, el Activo Aceite Terciario

del Golfo, posee los mayores volúmenes de las reservas de la región en esta categoría, al alcanzar 98.2 para el caso del aceite y 92.7 por ciento para el gas natural.

Las reservas 3P de la región, las cuales resultan de la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1 de enero de 2012 ascienden a 11,499.1 millones de barriles de aceite y 33,958.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta última cifra representa el mayor volumen en esta categoría de reserva a nivel nacional. Regionalmente, los campos pertenecientes al Activo Aceite Terciario del Golfo poseen en conjunto los mayores volúmenes de reservas 3P, al registrar 10,947.1 millones de barriles de aceite y 28,397.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes a nivel nacional equivalen a 35.8 y 46.1 por ciento, respectivamente.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2012 registra un incremento neto de 197.1 millones de barriles con respecto al año anterior. Esta

variación consecuencia de la producción anual de 42.4 millones de barriles, así como de los resultados alcanzados mediante las actividades de desarrollo de campos, específicamente en Agua Fría, Coyula, Humapa y Remolino, del Activo Aceite Terciario del Golfo, así como en los campos Ébano-Chapacao y Tamaulipas-Constituciones del Activo Poza Rica-Altamira. En cuanto a los principales decrementos en la reserva probada de aceite por actividades de desarrollo, éstos se registraron en los campos Tajín y Bagre, pertenecientes a los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira, respectivamente.

Respecto a la reserva probada de gas natural, se presentó un incremento neto de 752.4 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2012, el cual se debe básicamente a las actividades de desarrollo de campos y a las revisiones al comportamiento de yacimientos realizadas. Específicamente, para el primer concepto se registró la adición de 91.0 miles de millones de pies cúbicos en los campos Agua Fría, Coyula y Remolino del Activo Aceite Terciario del Golfo, mientras que para el segundo concepto

Cuadro 5.12 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		3,858.3	3,557.0	3,360.3
	Aceite Terciario del Golfo	880.8	723.7	601.9
	Burgos	1,876.7	1,814.2	1,769.9
	Poza Rica-Altamira	362.2	288.4	259.6
	Veracruz	738.6	730.6	729.0
Probable		11,529.7	10,460.6	8,851.1
	Aceite Terciario del Golfo	10,311.2	9,316.2	7,747.4
	Burgos	812.5	789.5	768.0
	Poza Rica-Altamira	258.1	207.4	188.5
	Veracruz	147.9	147.5	147.1
Posible		18,570.0	16,479.9	13,879.9
	Aceite Terciario del Golfo	17,205.4	15,185.0	12,628.0
	Burgos	1,070.4	1,045.2	1,018.2
	Poza Rica-Altamira	131.4	88.8	74.7
	Veracruz	162.8	160.8	159.0

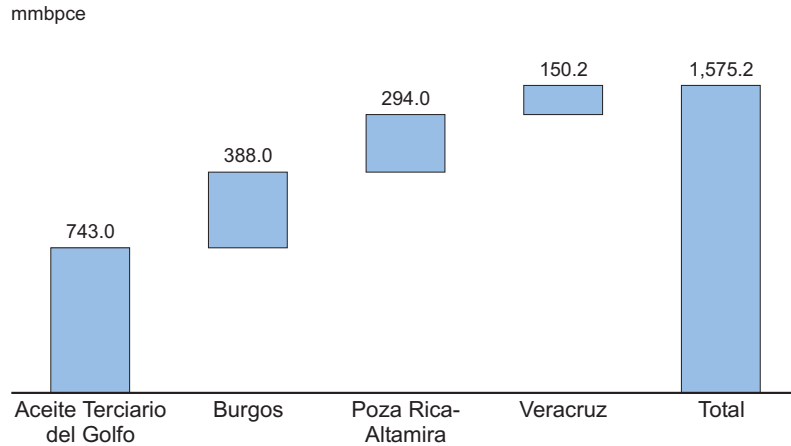


Figura 5.21 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

sobresale el incremento logrado en el campo Papán del Activo Veracruz por 40.2 millones de pies cúbicos de gas natural.

Por lo que toca a la reserva probable de aceite de la Región Norte, al 1 de enero de 2012 su volumen asciende a 3,679.3 millones de barriles de aceite, en tanto que la de gas natural alcanza 11,529.7 miles de millones de pies cúbicos. De esta forma, las reservas en esta categoría registran decrementos con respecto al año anterior tanto en aceite como en gas natural por 2,340.9 millones de barriles y 3,442.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La razón principal de esta reducción se origina por la reclasificación de volúmenes de reservas probables, atribuibles a la im-

plantación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria, a la categoría posible en los campos del Activo Aceite Terciario del Golfo.

Respecto a las reservas posibles de aceite y de gas natural de la Región Norte, los volúmenes ascienden a 7,006.7 millones de barriles y 18,570.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Con respecto al año anterior, estos volúmenes implican incrementos por 1,769.3 millones de barriles de aceite y 2,851.1 miles de millones de pies cúbicos de gas

natural. Siendo la causa principal de este incremento el movimiento de reservas probables a posibles en los campos del Activo Aceite Terciario del Golfo y que ha sido explicado en el párrafo anterior. El cuadro 5.12 muestra la distribución de las reservas remanentes de gas registradas al 1 de enero de 2012 a nivel activo.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2012, en términos de petróleo crudo equivalente, asciende a 1,575.2 millones de barriles, lo cual representa 11.4 por ciento a nivel nacional. La distribución de esta reserva a nivel activo se ilustra en la figura 5.21. En comparación al año anterior, la reserva en

esta categoría presenta un incremento neto por 344.5 millones de barriles, lo cual se atribuye primordialmente a las actividades de desarrollo de campos efectuadas a lo largo del año anterior, las cuales generaron reclasificaciones de reservas probables y posibles a la categoría probada.

En cuanto a la reserva probable, al 1 de enero de 2012 el volumen reportado es de 6,169.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual significa 49.9 por ciento del total nacional. Com-

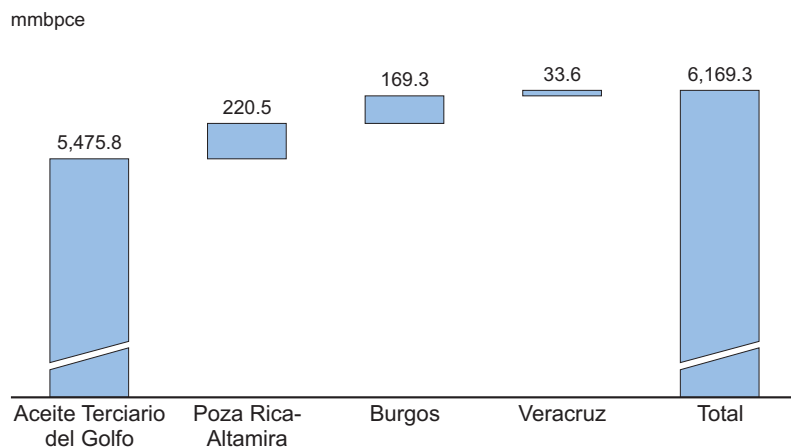


Figura 5.22 Reservas probables al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

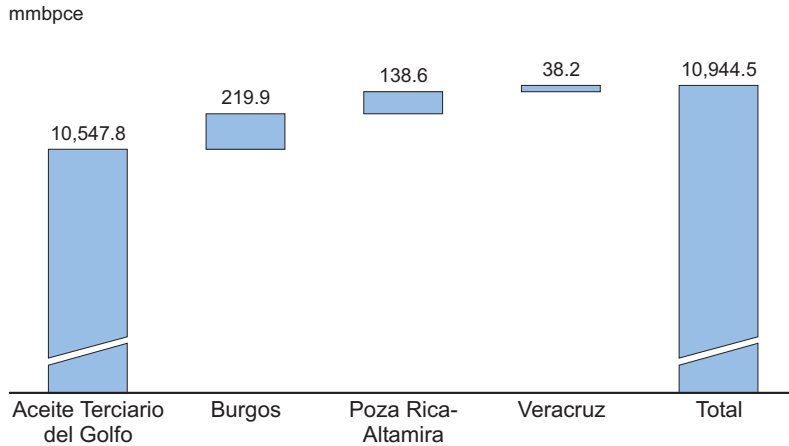


Figura 5.23 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Norte.

parado con la cifra registrada el año 2011, el volumen anterior presenta una diferencia a la baja de 2,891.0 millones de barriles. La distribución a nivel activo de la reserva probable de la Región Norte se presenta en la figura 5.22.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2012 alcanza 10,944.5 millones de barriles, lo cual comprende 61.9 por ciento de la reserva nacional. La distribución de las reservas para cada uno de los activos que conforman la región se presenta en la figura 5.23. Comparada con el año 2011, la reserva posible registra un incremento de 2,556.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual se debe en esencia al desarrollo de los campos y a la reclasificación de reservas.

En cuanto a la reserva 3P, esto es, la adición de las reservas probada, probable y posible, al 1 de enero del presente año asciende a 18,689.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para la Región Norte. Este volumen comprende 42.6 por ciento de la reserva 3P a nivel nacional. Mientras tanto, en el plano regional, 91.2 por ciento de la reserva se concentra en el Activo Aceite Terciario del Golfo. Asimismo, tomando como referencia la reserva 3P reportada en el año 2011, se observa un incremento neto de 10.5 millones de barriles de petróleo equivalente, lo que

básicamente se debe a las revisiones al comportamiento presión-producción de los yacimientos y en menor medida a las adiciones exploratorias registradas. Los elementos de cambio en la reserva 3P para la región se detallan en la figura 5.24.

Relación reserva-producción

Esta relación, resultado de dividir la reserva para una categoría en particular entre la producción anual, para el caso de la Región Norte y considerando su reserva 1P así como la producción del año, ambas en términos de petróleo crudo equivalente, dicha relación resulta de 7.7 años. Asimismo, para la reserva 2P de petróleo crudo equivalente, es decir, la suma de las reservas probada y probable, la relación resulta de 37.8 años,

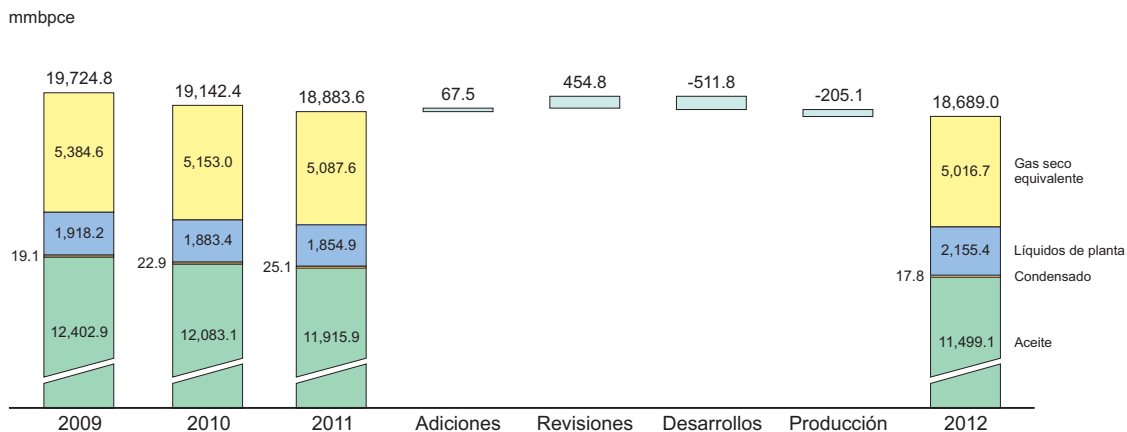


Figura 5.24 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Cuadro 5.13 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
2010	Total	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4
	Probada	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3
	Probable	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2
	Posible	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8
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

y al involucrar la reserva 3P o total de petróleo crudo equivalente, o sea la suma de las reservas probada, probable y posible, la relación reserva-producción es de 91.1 años. Las diferencias que se observan entre la relación estimada al considerar la reserva probada contra aquellas que incluyen además las reservas probables y posibles, obedece a que las relaciones reserva-producción involucrando las reservas 2P y 3P incluyen aquellas correspondientes al Activo Aceite Terciario del Golfo, las que en la actualidad ocupan la primera posición en el contexto nacional.

Para el caso de la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción es de 19.2 años. Asimismo, cuando se considera la reserva de aceite 2P, la relación es de 105.9 años. Adicionalmente, la relación resulta de 271.0 años para la reserva 3P de aceite. Conviene hacer mención, que las estimaciones anteriores se obtienen involucrando también la producción de aceite del año 2011, la cual fue de 42.4 millones de barriles. Por lo que toca al concepto del gas natural y para una producción anual de 835.1 miles de millones de pies cúbicos, la relación reserva probada-producción resulta de 4.6 años, en tanto que para las reservas 2P y 3P asciende a 18.4 y 40.7 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte se muestra en el cuadro 5.13. De acuerdo a la información presentada, se infiere que 51.6 por ciento de la reserva probada se compone de aceite, 41.0 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido, 6.8 por ciento se asocia a líquidos de planta y el porcentaje restante es condensado. Respecto a la reserva probable, 59.6 por ciento de dicho volumen es aceite, 27.6 por ciento se refiere a gas seco equivalente a líquido, 12.7 por ciento a líquidos de planta y 0.1 por ciento corresponde a condensado. Finalmente, 64.0 por ciento de la reserva posible se relaciona con aceite, 24.4 por ciento con gas seco equivalente a líquido, 11.6 por ciento corresponde a líquidos de planta y el porcentaje restante se asocia al condensado.

5.4 Región Sur

La región comprende una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana. Colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en



Figura 5.25 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. La región comprende ocho estados de la república: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, como se muestra en la figura 5.25.

En la actualidad, la Región Sur se compone, de acuerdo a la nueva estructura organizacional, de cuatro activos: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna, figura 5.26. Dentro de las actividades de estos activos, se incluye el desarrollo, explotación y abandono de campos.

Durante el año 2011, la región administró 121 campos con reservas remanentes 3P. En particular, el Activo Macuspana-Muspac posee el mayor número de campos con 56, seguido del Activo Bellota-Jujo con 31

campos, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos administran con 21 y 13, respectivamente.

La Región Sur produjo en 2011, 193.7 millones de barriles de aceite y 617.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representó una producción diaria de 530.6 miles de barriles de aceite y 1,692.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significaron, a nivel nacional, 20.8 y 25.7 por ciento de las producciones de aceite y gas natural, respectivamente. Además, en lo que respecta a la producción de petróleo crudo equivalente en el contexto nacional del año anterior, la región se colocó nuevamente en la segunda posición al sumar 329.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 902.4 mil barriles por día de petróleo crudo equivalente, contribuyendo así con el 24.3 por ciento del total del país.

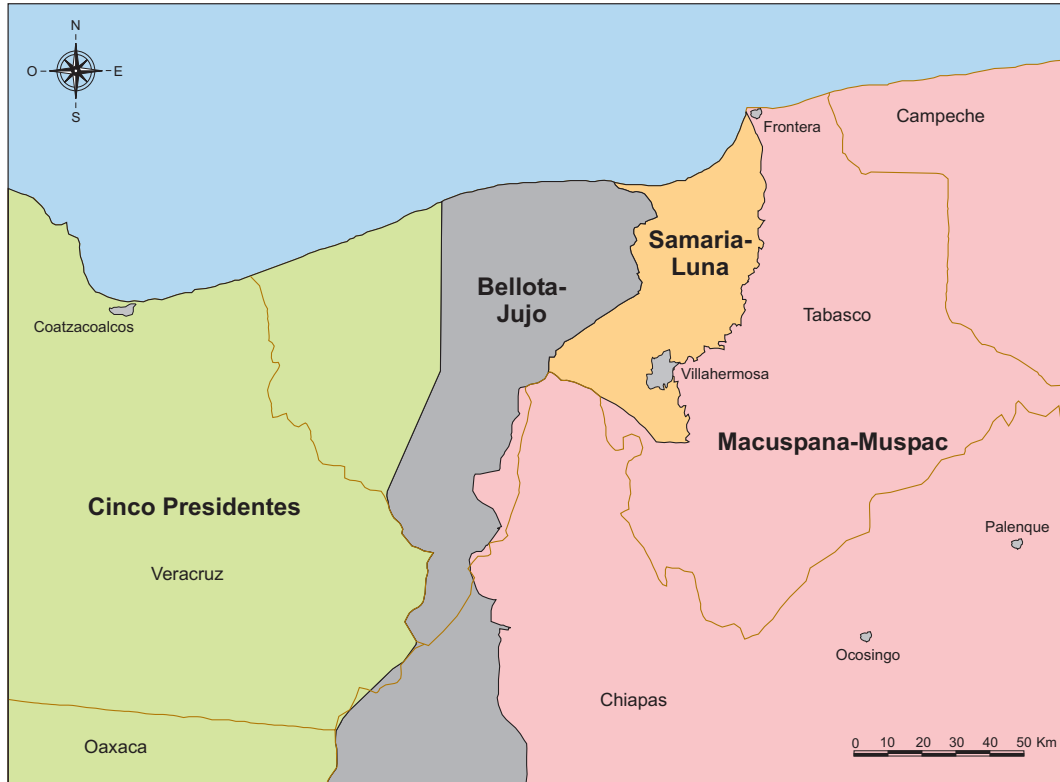


Figura 5.26 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Sur.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

El volumen original probado de aceite de la región al 1 de enero de 2012 ha sido estimado en 35,039.0 millones de barriles, que representa 22.2 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un ligero incremento de 0.2 por ciento con respecto al año anterior, derivado de la revisión y desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,349.1 y 11,167.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.3 por ciento del total de la región y presentan un pequeño incremento de 0.4 por ciento con respecto al 1 de enero de 2011 por concepto de incorporación, revisiones y desarrollo. En lo que corresponde a los activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac, estos registran 6,875.8 y 5,647.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan el restante 35.7 por ciento del volumen regional, mostrando un decremento de

0.1 por ciento con respecto al año anterior, fundamentalmente por revisión y desarrollo de campos.

En lo que concierne al volumen original probable de aceite de la Región Sur, éste alcanzó 2,740.1 millones de barriles, que representan 5.4 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado de 1.7 por ciento, esto como resultado de las actividades de delimitación, desarrollo y revisión en los campos de la región. El mayor volumen original probable de aceite corresponde nuevamente a los activos Bellota-Jujo y Samaria-Luna, que suman 2,318.3 millones de barriles, equivalentes a 84.6 por ciento de la región. Por otro lado, los otros dos activos Cinco Presidentes y Macuspana-Muspac reportan en conjunto 421.9 millones de barriles, lo que representa 15.4 por ciento de la región.

En cuanto al volumen original posible de aceite tuvo un incremento con respecto a 2011 de 8.6 por ciento por incorporación, revisión y desarrollo de campos,

éste se ubicó en 1,476.6 millones de barriles, que equivalen a 3.1 por ciento del volumen nacional. El Activo Samaria-Luna contiene 934.6 millones de barriles en sus campos, lo que equivale al 63.3 por ciento del total regional.

En lo que se refiere al volumen original de gas natural de la Región Sur, al 1 de enero de 2012 se tienen 68,604.0 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 35.8 por ciento del total nacional. El 90.7 por ciento regional corresponde a la adición de los activos Macuspana-Muspac, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, es decir, 62,237.4 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por incorporación, desarrollo y revisiones de los campos de estos activos. Por lo que respecta al Activo Cinco Presidentes tiene un volumen original de 6,366.6 miles de millones de pies cúbicos, y equivale a 9.3 por ciento de la región.

Para el caso de los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 3,616.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento de 8.7 por ciento con respecto al año anterior originado principalmente por revisiones y desarrollo de campos. El 82.4 por ciento del volumen original probable de la región corresponde a la adición de los activos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac y el restante 17.6 por ciento a los activos Samaria-Luna y Cinco Presidentes.

Por lo que respecta a los volúmenes originales posibles, estos se ubican en 2,050.7, miles de millones de pies cúbicos de gas natural; con respecto al año anterior representan un incremento del 17.6 por ciento causado principalmente por incorporación, desarrollo y revisiones de campos. La suma de los volúmenes de los activos Samaria-Luna y Macuspana-Muspac que son los que tienen los valores más altos, engloban el 73.8 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los dos activos restantes,

Cuadro 5.14 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2010	Total	41,497.6	77,294.7
	Probado	37,545.9	71,403.4
	Probable	2,519.2	4,143.6
	Posible	1,432.5	1,747.7
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

Bellota-Jujo y Cinco Presidentes concentran 26.2 por ciento del total regional. Es importante mencionar que durante 2011, existieron dos descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada en el Activo Bellota-Jujo, lo que generó incrementos de los volúmenes originales en esta categoría. El cuadro 5.14 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2010, 2011 y 2012.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2012 el volumen original de aceite probado es de 35,039.0 millones de barriles de aceite, es decir, 0.2 por ciento mayor con respecto al año anterior. Este incremento se origina en los activos Bellota-Jujo y Macuspana-Muspac, donde los campos Pareto, Bellota y Costero, adicionaron e incrementaron sus volúmenes en 70.0, 39.4 y 33.9 millones de barriles de aceite, respectivamente. En el caso del campo Pareto se trata de un campo nuevo que se incorporó por la actividad exploratoria. Para el caso de Bellota se reclasifica un bloque a volumen probado y en el caso del campo Costero se debe a la actualización de su modelo de simulación. Además

se tuvieron decrementos en los campos Artesa y Caparroso-Pijije-Escuintle por 140.1 millones de barriles de aceite. En Artesa se debe a la actualización de su modelo estático y en Caparroso-Pijije-Escuintle se debe a un ajuste por balance de materia.

Para el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2012, la cifra es de 68,604.0 miles de millones de pies cúbicos, que significa un pequeño incremento de 0.8 por ciento en relación al año pasado. Este incremento se atribuye al igual que para el aceite a los campos Costero y Pareto por 451.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De igual forma, el principal decremento se tiene en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por 87.6 miles de millones de pies cúbicos.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tiene un decremento de 1.7 por ciento con respecto al reportado al 1 de enero de 2011, lo cual equivale a 46.5 millones de barriles. Disminución que se justifica por la actualización del modelo geológico del campo Gaucho del Activo Macuspana-Muspac y a la reclasificación a volumen probado del Bloque Noreste del campo Bellota perteneciente al Activo Bellota-Jujo. Los principales incrementos son originados por la incorporación de los campos Pareto y Tokal como resultado de la actividad exploratoria en la región, pero no fueron suficientes para contrarrestar los decrementos de la región.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2012 en 3,616.4 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa una disminución de 8.7 por ciento con respecto al año anterior. Gran parte de este decremento, es originado por la actualización de los modelos geológicos de los campos Juspi, Costero y Gaucho y a la reclasificación de volumen original probable a posible en el campo Giraldas. Al igual que para el volumen original de aceite probable, el incremento por la actividad exploratoria no fue suficiente para contrarrestar esta reducción.

El volumen original de aceite en la categoría de posible, se ubica en 1,476.6 millones de barriles, es decir, 8.6 por ciento superior al reportado al 1 de enero de 2011. Esta variación se justifica por los incrementos de las incorporaciones exploratorias de los campos nuevos Pareto y Tokal por 98.7 y 29.5 millones de barriles de aceite, respectivamente. La principal variación negativa se tiene en el campo Terra debido a la revisión y actualización del modelo estático.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2012, su valor es de 2,050.7 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 17.6 por ciento con respecto al año 2011. Esta variación positiva, como en el caso del aceite, se debe a la incorporación de los campos nuevos Pareto y Tokal, ambos del Activo Bellota-Jujo, y a la reclasificación de volumen original probable a posible en el campo Giraldas. De igual forma el principal decremento se encuentra en el campo Terra por 46.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La región registra al 1 de enero de 2012 una ligera variación positiva de 0.4 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 39,255.7 millones de barriles de aceite. Este incremento se origina debido a las incorporaciones de los campos nuevos Pareto con 258.9 millones de barriles de aceite y Tokal con 43.0 millones de barriles de aceite.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 74,271.0 miles de millones de pies cúbicos, que representa un incremento de 0.7 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre principalmente por la actualización de los modelos geológicos de los campos Gaucho y Juspi. Nuevamente los incrementos debido a la actividad exploratoria en el Activo Bellota-Jujo por 682.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, no fueron suficiente para revertir la disminución del volumen original total de gas natural.

5.4.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2012 se sitúa en 2,417.2 millones de barriles, esto significa, 24.1 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,437.2 miles de millones de pies cúbicos, correspondiente a 37.4 por ciento del total de la reserva probada del país.

En cuanto a la desagregación de las reservas probadas, las probadas desarrolladas de aceite y gas natural alcanzaron 1,558.1 millones de barriles y 4,435.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 859.1 millones de barriles de aceite y 2,001.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 23.0 y 26.5 por ciento del total de la reserva probada desarrollada y no desarrollada de aceite del país, mientras que para la reserva probada desarrollada y no desarrollada de gas del país las cifras corresponden a 41.2 y 31.0 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas en la región, los campos con mayor participación son los que integran el complejo Antonio J. Bermúdez y el campo Jujo-Tecominoacán con 423.9 y 295.3 millones de barriles de aceite y 917.1 y 645.9 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

Al 1 de enero del año 2012, las reservas 2P (probadas más probables) son 3,083.8 millones de barriles de aceite y 7,811.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P (probadas más probables más posibles), se tienen en la región 3,491.8 millones de barriles de aceite y 8,628.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.27 y 5.28 se aprecian las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años. En el cuadro 5.15 se indica, a nivel activo, la distribución de estas reservas clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado. Esta clasificación se muestra para las categorías de reserva probada,

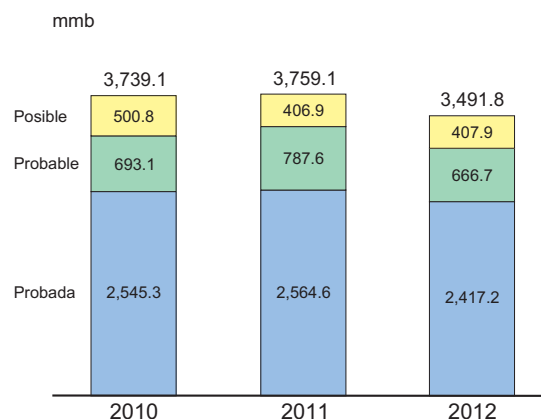


Figura 5.27 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

2P y 3P. Cabe aclarar que el gas no asociado incluye el correspondiente a los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

En términos de reserva probada de aceite, los aceites de tipo ligero y superligero dominan la composición de la región con 95.7 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 4.3 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 81.5 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de aceite y gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán, Íride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque con 2,985.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Girdaldas y

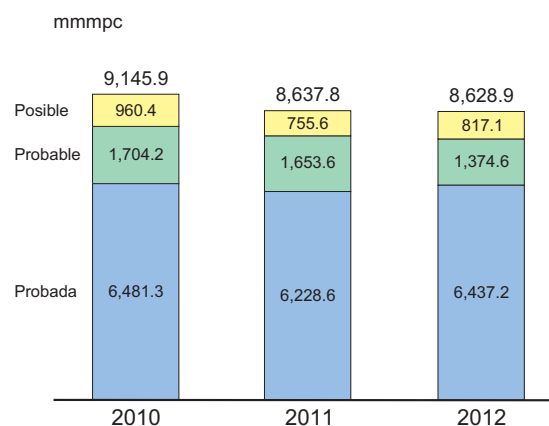


Figura 5.28 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

Cuadro 5.15 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	103.5	1,602.3	711.4	5,244.7	1,192.6
Bellota-Jujo	25.4	623.8	229.4	1,716.2	66.4
Cinco Presidentes	16.2	208.2	4.1	316.2	7.5
Macuspana-Muspac	2.2	41.1	115.5	405.3	1,060.5
Samaria-Luna	59.7	729.2	362.3	2,807.0	58.1
2P	172.9	1,845.8	1,065.1	6,218.7	1,593.2
Bellota-Jujo	28.5	754.4	435.2	2,166.7	95.1
Cinco Presidentes	17.3	231.6	6.7	351.3	7.5
Macuspana-Muspac	3.1	47.8	161.5	490.3	1,366.4
Samaria-Luna	124.1	812.0	461.7	3,210.4	124.1
3P	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,922.1
Bellota-Jujo	30.7	764.0	524.6	2,323.6	104.0
Cinco Presidentes	18.4	296.9	11.2	426.1	44.0
Macuspana-Muspac	3.1	72.9	212.4	650.2	1,648.7
Samaria-Luna	251.6	812.0	494.0	3,307.0	125.4

Chiapas-Copanó con 727.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos tres últimos campos son yacimientos de gas y condensado, mientras que los campos mayores de gas seco o gas húmedo son Narvárez, José Colomo y Usumacinta con 100.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2012, es 666.7 millones de barriles que representan el 7.8 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,374.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalente a 7.8 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 407.9 millones de barriles de aceite, que representa el 3.4 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 817.1 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 3.0 por ciento nacional.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2012, presenta un incremento de 1.8 por

ciento con respecto al año anterior, situándose en 2,417.2 millones de barriles. Esta variación positiva se localiza principalmente en los campos Pareto, Bellota, San Ramón, Costero y Teotleco que en conjunto adicionaron y reclasificaron 65.2 millones de barriles de aceite. En el caso de Pareto es un campo nuevo que incorpora 17.8 millones de barriles de aceite. Para el caso de Bellota se incorpora a reserva probada el Bloque Noreste, y el incremento en los campos San Ramón, Costero y Teotleco se debe principalmente a la actualización de sus respectivos modelos geológicos, realizada por los resultados de la perforación de pozos de desarrollo durante 2011. El principal decremento se tiene en el campo Jujo-Tecominoacán con 39.4 millones de barriles de aceite originado por el ajuste en el modelo de simulación del campo.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran un incremento de 826.4.0 miles de millones de pies cúbicos, alcanzando al 1 de enero de 2012 un valor de 6,437.2 miles de millones de pies cúbicos. Esta variación positiva se explica fundamentalmente por

el incremento en los campos Costero, Iride, y Juspi por 520.2 miles de millones de pies cúbicos, como consecuencia del ajuste en sus respectivos modelos geológicos y por 45.9 miles de millones de pies cúbicos debidos a la incorporación exploratoria del campo Pareto. Por lo que respecta a los decrementos en esta categoría de reserva, al igual que para el caso del aceite el campo Jujo-Tecominoacán presenta la principal variación con una reducción de 39.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2012, el valor estimado es de 666.7 millones de barriles, lo que significa un decremento de 120.9 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2011. Esta disminución de reservas se origina principalmente por los decrementos registrados en los campos Cunduacán, Oxiacaque, Teotleco, Caparroso-Pijije-Escuintle y Cárdenas, por 90.5 millones de barriles. En los campos Cunduacán y Oxiacaque, la reducción se debe a la revisión del comportamiento presión-producción de éstos campos. En el caso de los campos Teotleco y Caparroso-Pijije-Escuintle, la razón es la reclasificación de reserva probable a reserva probada por la perforación y terminación de los pozos Teotleco-7, Teotleco-11, Pijije-33, Pijije-117, Pijije-125 y Pijije-127 y en Cárdenas por la actualización del modelo de simulación para el mantenimiento de presión en los bloques KINE y KISW. Por otra parte, se tuvieron incrementos que aunque no lograron compensar las reducciones fueron importantes. Por ejemplo, los descubrimientos de los campos Pareto y Tokal, que adicionaron 25.9 y 5.0 millones de barriles, respectivamente.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 278.9 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2011. De esta forma, al 1 de enero de 2012 la reserva asciende a 1,374.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta reducción de reservas se tiene básicamente en los campos Costero, Teotleco, Chiapas-Copanó y Caparroso-Pijije-Escuintle

con 226.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta reducción se debe a la reclasificación de reserva probable a probada por la perforación de pozos de desarrollo durante 2011 y al ajuste en sus respectivos modelos geológicos. El principal incremento es por la incorporación exploratoria de Pareto y Tokal con 67.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2012, ésta presenta un pequeño incremento de 1.0 millón de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2011, y se ubica en 407.9 millones de barriles. El incremento en cuestión se localiza principalmente en los campos nuevos Pareto y Tokal, con 25.5 y 5.0 millones de barriles, respectivamente, producto de la actividad exploratoria. El principal decremento se tiene en el campo Ogarrio por 8.9 millones de barriles y esta variación se debe a la reclasificación de reserva posible a reserva probada por la perforación de 13 pozos de desarrollo durante 2011.

De igual forma, las reservas posibles de gas natural, presentan un incremento con respecto al año anterior por 61.5 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2012 de 817.1 miles de millones de pies cúbicos. La principal variación positiva se tiene por el descubrimiento de Pareto y Tokal con 62.0 miles de millones de pies cúbicos. Una de las principales variaciones negativas se tiene en el campo Bellota con 14.9 miles de millones de pies cúbicos, originada por un ajuste en el modelo geológico del bloque del pozo Bellota-73. En el cuadro 5.16 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas entregado en planta y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2012 en términos de petróleo crudo equivalente

Cuadro 5.16 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2012.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada		6,437.2	6,126.0	4,654.1
	Bellota-Jujo	1,782.6	1,624.1	1,218.8
	Cinco Presidentes	323.7	258.4	213.8
	Macuspana-Muspac	1,465.8	1,439.5	1,117.4
	Samaria-Luna	2,865.1	2,804.0	2,104.1
Probable		1,374.6	1,327.6	1,022.8
	Bellota-Jujo	479.2	462.0	346.7
	Cinco Presidentes	35.1	28.6	23.7
	Macuspana-Muspac	390.9	380.7	310.1
	Samaria-Luna	469.4	456.3	342.4
Posible		817.1	738.8	576.5
	Bellota-Jujo	165.7	155.5	118.5
	Cinco Presidentes	111.3	49.3	40.8
	Macuspana-Muspac	442.1	436.7	344.1
	Samaria-Luna	97.9	97.4	73.1

asciende a 3,980.2 millones de barriles, volumen que significa 28.8 por ciento de la reserva probada nacional, figura 5.29. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 309.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación positiva se origina principalmente en los campos Costero, Bellota, Iride, Juspi y Terra con 159.3 millones barriles y por la incorporación de Paretto y Tokal con 30.2 millones de barriles. El principal

decremento se tiene por la revisión del modelo de simulación del campo Jujo-Tecominoacán con 51.9 millones de barriles.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, la región totalizó 1,003.4 millones de barriles, que equivalen al 8.1 por ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.30. Para esta categoría se presenta un de-

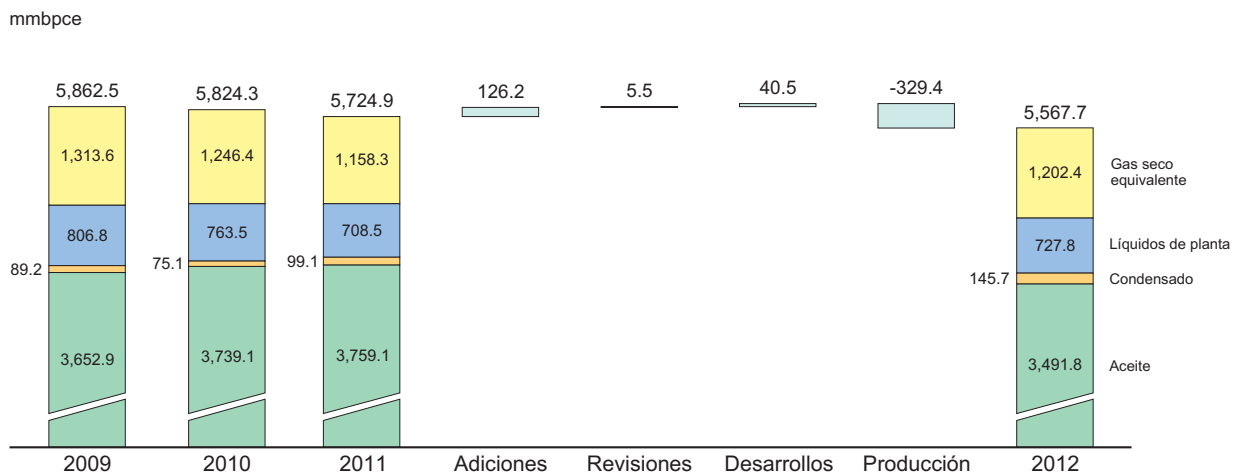


Figura 5.29 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

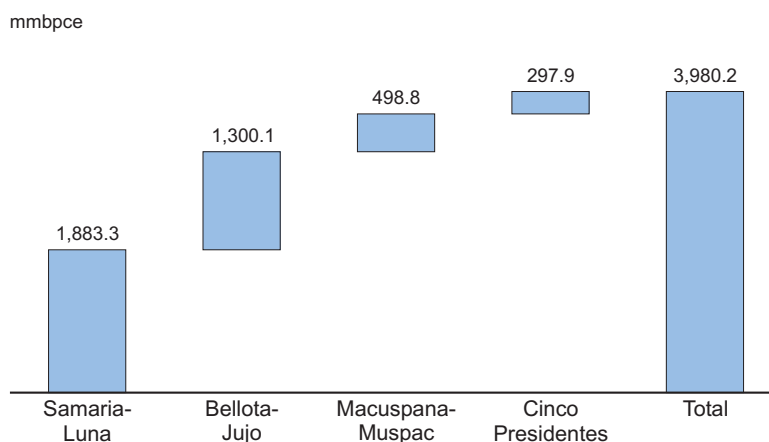


Figura 5.30 Reservas probadas al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

cremento de 164.8 millones de barriles en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se originó principalmente en los campos Cunduacán, Costero, Teotleco, Caparrosa-Pijije-Escuintle, Cárdenas y Sen con 136.8 millones de barriles de aceite. Los descubrimientos de los campos nuevos Pareto y Tokal con 55.1 millones de barriles no lograron contrarrestar este efecto negativo.

La reserva posible al 1 de enero de 2012 es de 584.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 3.3 por ciento del total del país, figura 5.31. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento de 27.9 millones de barriles. Esta variación positiva se debe

principalmente a los campos Pareto, Cárdenas, Juspi y Tokal, que en conjunto adicionaron 72.8 millones de barriles. Sin embargo, dicho incremento fue contrarrestado por los campos Terra, Bellota y Ogarrio, los cuales disminuyeron sus reservas en 14.0, 11.6 y 11.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2012 asciende a 5,567.7 millones de barriles, equivalente al 12.7 por ciento del total nacional. Este valor comparado con el del año anterior, presenta un incremento de 3.0 por ciento. La reserva 3P se

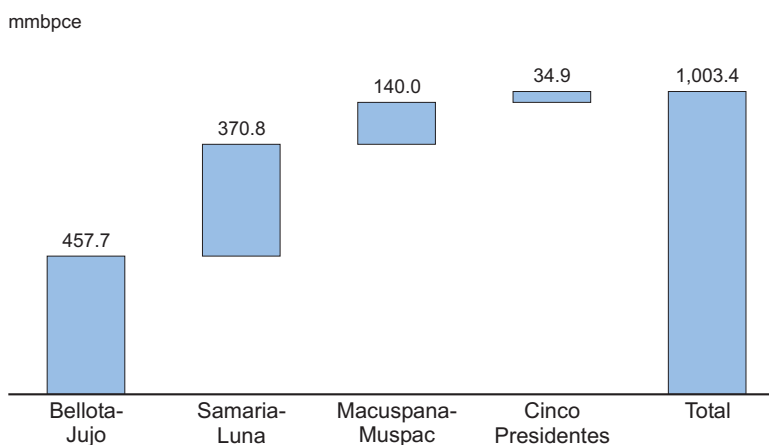


Figura 5.31 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

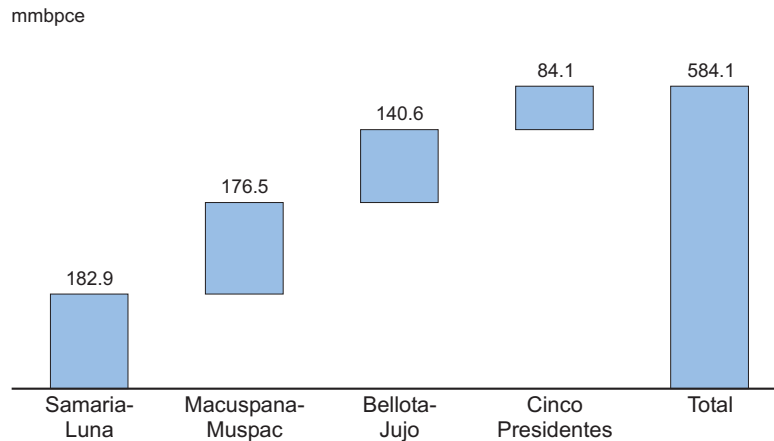


Figura 5.32 Reservas posibles al 1 de enero de 2012, distribuidas por activo en la Región Sur.

localiza principalmente en los campos de los activos Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que suman 4,335.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 77.9 por ciento del total regional. En la figura 5.32 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2011, en comparación con los años 2009 y 2010.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de aceite al 1 de enero de 2012, alcanza un valor de 12.5 años. El valor anterior, es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2011, cuyo volumen fue de 193.7 millones de barriles de aceite. Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 15.9 años, en tanto para la reserva 3P de 18.0 años. El Activo Bellota-Jujo tiene la mayor relación reserva probada-producción de aceite con 16.8 años, seguido por el Activo Samaria-Luna con una relación de 14.2 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta resulta de 10.4 años, utilizando una producción anual de 617.7 miles de millones de pies cúbico, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.6 y 14.0 años, respectivamente. El activo que presenta la mayor relación reserva-producción en sus categorías 1P,

2P y 3P es Bellota-Jujo con 16.9, 21.5 y 23.1 años, respectivamente.

Considerando la reserva probada en petróleo crudo equivalente, la relación reserva probada-producción de la región es 12.1 años, empleando una producción anual de 329.4 millones de barriles de aceite en 2011. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 15.1 años, mientras que la citada relación resulta de 16.9 años al considerar la reserva 3P o total. El Activo Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 17.1, 23.2 y 25.0 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La reserva probada de la Región Sur está constituida por 60.7 por ciento de aceite crudo, 2.9 por ciento de condensado, 13.9 por ciento de líquidos de planta y 22.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido. Asimismo, se observa que el gas producido por estos yacimientos contienen una gran cantidad de líquidos que son recuperados en los centros procesadores.

La reserva probable asciende a 1,003.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de este volu-

Cuadro 5.17 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
2010	Total	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3
	Probada	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1
	Probable	693.1	10.1	138.1	236.2	1,077.4
	Posible	500.8	3.7	77.0	129.3	710.8
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

men, 66.4 por ciento es aceite crudo, 2.7 por ciento son condensados, 11.3 por ciento son líquidos de planta y 19.6 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

Finalmente, la reserva posible asciende a 584.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual está conformada en 69.8 por ciento de aceite crudo,

0.8 por ciento por condensados, 10.4 por ciento por líquidos de planta y 19.0 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido.

El cuadro 5.17 presenta la distribución de reservas de hidrocarburos de la Región Sur de acuerdo al tipo de fluido para las categorías probada, probable y posible, en los últimos tres años.

