

Distribución de las reservas de hidrocarburos

El objetivo de este capítulo es detallar la variación de las reservas en sus categorías probada, probable y posible, a nivel regional y activo, durante el año 2010. Con ello, se pretende explicar los volúmenes de reservas actuales a partir de factores como adiciones, revisiones, desarrollos y naturalmente la producción.

Conviene recordar que las adiciones comprenden tanto los descubrimientos como las delimitaciones producto de la perforación de pozos exploratorios y por tanto, la variación en el volumen de reservas puede ser un incremento o decremento. Asimismo, el concepto de desarrollos está relacionado a las modificaciones de las reservas producto de la perforación de pozos de desarrollo y el resultado puede traducirse en un ajuste positivo o negativo de las reservas. En las revisiones, no hay perforación de pozos y las modificaciones resultantes son producto del análisis del comportamiento presión-producción de los campos por su trayectoria productiva, o actualizaciones a los modelos estáticos por nueva información. Finalmente, la producción de aceite y gas natural es un evento significativo que regularmente disminuye de manera directa a la reserva probada, que es la que está produciendo.

Como es usual, todas las cifras de reservas presentadas a lo largo de este capítulo han sido estimadas de acuerdo a definiciones aceptadas en la industria. Para el caso de las reservas probadas, éstas fueron vinculadas a los lineamientos establecidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC). En el caso de las reservas probables y posibles, las definiciones empleadas corresponden a las emitidas 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).

En las siguientes páginas se presentan las variaciones de los volúmenes originales y reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías a nivel región y activo, desglosadas en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente, en el caso del aceite éste se clasifica en pesado, ligero y superligero. Asimismo, el gas natural se compone de gas asociado y gas no asociado. Aún cuando en el capítulo 4, se han documentado las actividades exploratorias, es necesario mencionarlas porque forman parte del balance que determina la variación del 1 de enero de 2010 al 1 de enero de 2011.

5.1 Región Marina Noreste

Geográficamente, la región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. La figura 5.1 muestra la localización geográfica de la región.

La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde etapas exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las etapas de producción y abandono de los campos.

Uno de los objetivos estratégicos de Petróleos Mexicanos es la incorporación de volúmenes de hidro-



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

carburos orientados a restituir la producción de los yacimientos existentes. Dicha incorporación por concepto de adiciones exploratorias, se ha concentrado de manera importante en la Región Marina Noreste. Durante 2010, resultó exitosa al descubrirse el campo Utsil, además de incorporarse volúmenes adicionales en campos ya existentes. Del mismo modo, ha permitido colocar al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap como el primer productor de crudo a nivel nacional.

Actualmente la región administra 28 campos con reservas remanentes, 14 de los cuales registran, al 1 de enero de 2011 producción: 9 en Cantarell y 5 en Ku-Maloob-Zaap, con una producción anual durante el año 2010 de 510.0 millones de barriles de aceite y 578.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 54.2 y 22.6 de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. Los campos que no se encuentran en explotación al 1

de enero de 2011 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap. La figura 5.2 indica los nombres de los activos integrales que componen a la Región Marina Noreste.

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2010, fue de 1,397.2 miles de barriles de aceite y 1,583.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Como en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, como el más importante del país. En 2010, Akal tuvo una producción diaria de 369.6 mil barriles de aceite y 1,191.4 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a mantener el factor de recuperación del proyecto Cantarell y dentro de las cuales destacan la perforación, reparación y terminación de pozos y la continuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante

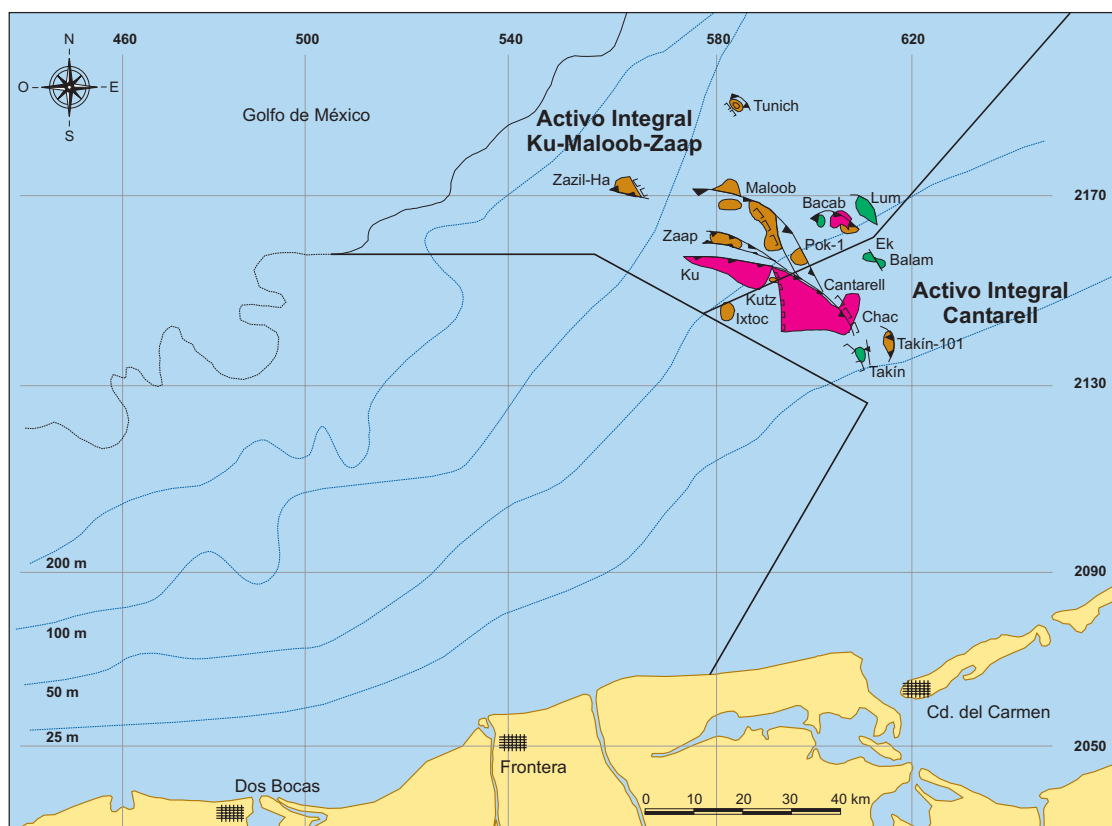


Figura 5.2 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste.

inyección de nitrógeno. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap continúa incrementando gradualmente su producción, como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap. De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2010, la Región Marina Noreste continuará siendo, la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

5.1.1 Evolución de los volúmenes originales

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

Al 1 de enero de 2011, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 60,014.7 millones de barriles, que representa 37.0 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se

traduce en un incremento derivado de la actividad exploratoria y el desarrollo de los campos de la región. A nivel activo, el Activo Integral Cantarell contiene la mayor parte del volumen, esto es, 37,317.0 millones de barriles de aceite, lo que significa 62.2 por ciento del total de la región. En lo que corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, éste registra 22,697.7 millones de barriles de aceite, que representan 37.8 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento con respecto al año anterior, fundamentalmente por revisión e incorporación de volúmenes de yacimientos nuevos. En cuanto al volumen original probable de aceite en la Región Marina Noreste, éste alcanzó 5,556.2 millones de barriles, que representan 7.1 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un decremento con respecto al año pasado. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap con 5,435.9 millones de barriles, equivalentes a 97.8 por ciento de la región, esto como resultado

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

| Año | Volumen | Aceite crudo mmb | Gas natural mmmpc |
|-------------|--------------|---------------------|----------------------|
| 2009 | Total | 66,087.6 | 26,033.0 |
| | Probado | 54,356.6 | 23,981.4 |
| | Probable | 5,616.1 | 897.3 |
| | Posible | 6,114.9 | 1,154.3 |
| 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 |

de las actividades de exploración y revisión. Por otro lado, el Activo Integral Cantarell reporta 120.3 millones de barriles, lo que representa 2.2 por ciento de la región. En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo un incremento con respecto a 2010 por incorporación y revisión, éste se ubicó en 7,912.3 millones de barriles, que equivalen a 12.0 por ciento del volumen nacional. El Activo Integral Cantarell contiene 93.5 millones de barriles en sus campos y el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra 7,818.8 millones de barriles.

Con respecto al volumen original probado de gas natural, en la Región Marina Noreste se estimaron 24,847.9 miles de millones de pies cúbicos, ésta cantidad representa 12.9 por ciento del total nacional. Este valor implica un incremento con respecto al reportado el año anterior, debido principalmente a los rubros de incorporación, desarrollo y revisión. El Activo Integral Cantarell aporta 17,662.6 miles de millones de pies cúbicos que constituyen el 71.1 por ciento del volumen regional, mientras que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap aporta 7,185.2 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 28.9 por ciento de la región, lo que significa un incremento sustancial en este activo.

El volumen original probable de gas, asciende a 1,036.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa un incremento con respecto al año anterior. El 95.8 por ciento corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap y el 4.2 por ciento restante al Activo Integral Cantarell. En relación al volumen original posible de gas natural, éste presenta una variación positiva con respecto al periodo anterior, como consecuencia de incorporación y revisiones en los campos. Al 1 de enero de 2011, la cifra regional es de 1,578.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, donde el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap contiene 89.8 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 10.2 por ciento complementario.

5.1.2 Evolución de las reservas

Las variaciones de las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los años 2009, 2010 y 2011, se aprecian en las figuras 5.3 y 5.4. Al 1 de enero de 2011, las reservas totales 3P de la Región Marina Noreste son 11,170.3 millones de barriles de aceite crudo y 4,757.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que equivale a 36.6 y 7.8 por ciento, respectivamente, del total nacional.

En el caso de las reservas 2P, éstas se estiman en 8,609.8 millones de barriles de aceite crudo y 3,908.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que corresponden al 41.2 y 10.2 por ciento, respectivamente, de las reservas 2P del país. El cuadro 5.2 presenta a nivel activo integral, la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural.

La cifra de reserva probada de aceite, reportada al 1 de enero de 2011 asciende a 5,682.2 millones de barriles y representa 55.9 por ciento de la reserva probada total del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra alcanza 3,083.2 miles de millones

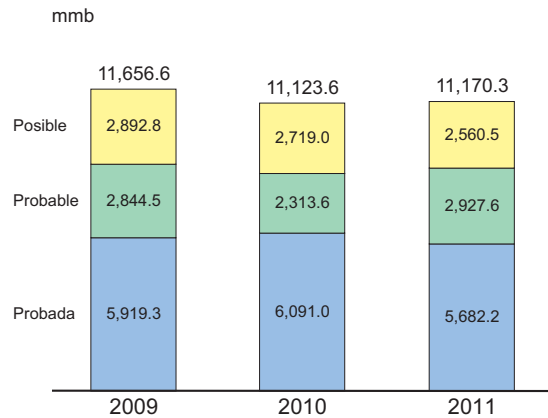


Figura 5.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

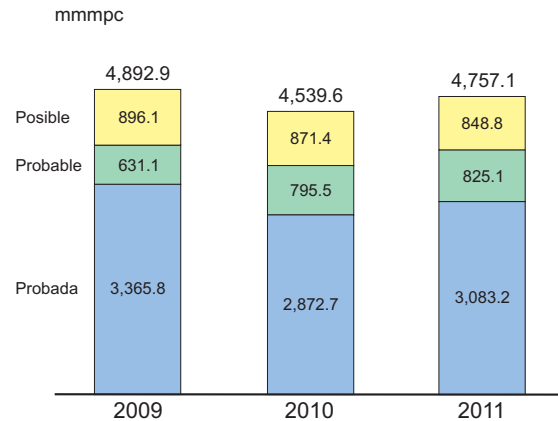


Figura 5.4 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

de pies cúbicos, representando 17.8 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. Las reservas probables y posibles de aceite son 2,927.6 y 2,560.5 millones de barriles, cifras que representan 27.3 y 26.5 por ciento, del valor de las reservas nacionales de aceite en estas categorías. Con base a los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,609.8 y 11,170.3 millones de barriles.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de gas natural, éstas ascienden a 825.1 y 848.8 miles de millones de pies cúbicos, contribuyendo con 3.9 y 3.7 por ciento, respectivamente, de las reservas

nacionales de gas en estas categorías. Las reservas 2P y 3P alcanzan 3,908.3 y 4,757.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1 de enero de 2011 las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región, registran valores de 4,281.5 y 1,400.7 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzaron 2,541.7 y 541.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, las reservas probadas de aceite crudo de 5,682.2 millones de barriles de acuerdo a su densidad, están constituidas por 99.2 por ciento de aceite pesado, lo que equivale a 5,636.9 millones

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

| Reserva Activo | Aceite | | | Gas natural | |
|-------------------|-----------------|---------------|--------------------|------------------|---------------------|
| | Pesado mmb | Ligero mmb | Superligero mmb | Asociado mmpc | No asociado mmpc |
| 1P | 5,636.9 | 45.3 | 0.0 | 3,068.7 | 14.4 |
| Cantarell | 2,177.9 | 45.3 | 0.0 | 1,630.6 | 14.4 |
| Ku-Maloob-Zaap | 3,459.0 | 0.0 | 0.0 | 1,438.1 | 0.0 |
| 2P | 8,535.1 | 74.7 | 0.0 | 3,892.5 | 15.8 |
| Cantarell | 3,369.1 | 74.7 | 0.0 | 2,050.8 | 15.8 |
| Ku-Maloob-Zaap | 5,166.1 | 0.0 | 0.0 | 1,841.7 | 0.0 |
| 3P | 11,095.6 | 74.7 | 0.0 | 4,699.3 | 57.8 |
| Cantarell | 4,761.8 | 74.7 | 0.0 | 2,559.0 | 57.8 |
| Ku-Maloob-Zaap | 6,333.8 | 0.0 | 0.0 | 2,140.3 | 0.0 |

de barriles de aceite y el restante 0.8 por ciento del total probado de la región, que corresponde a 45.3 millones de aceite ligero.

En lo que respecta a la reserva probada de gas natural de la región, se tienen 3,083.2 miles de millones de pies cúbicos, cuya composición está distribuida en reservas de gas asociado y no asociado, correspondiendo 3,068.7 miles de millones de pies cúbicos al asociado, o 99.5 por ciento, y 14.4 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

La reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2011, para la Región Marina Noreste registra un volumen de 5,682.2 millones de barriles, de los cuales 2,223.2 millones ó 39.1 por ciento se ubican en el Activo Integral Cantarell, mientras que 3,459.0 millones de barriles de aceite, es decir 60.9 por ciento, le corresponden al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

La reserva probada de aceite a nivel regional tuvo un incremento neto de 101.2 millones de barriles, con respecto a la reportada el 1 de enero de 2010. Este incremento se origina principalmente por la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Ayatsil, por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob y Zaap, el comportamiento presión-producción de Ku y la incorporación del campo Utsil, que en conjunto suman 219.1 millones de barriles de aceite. Asimismo, se presentan decrementos por 152.9 millones de barriles de aceite generados por la revisión del comportamiento de presión-producción en los campos Akal y Sihil. A nivel de campo, Akal y Maloob contienen el 52.7 por ciento de reserva probada de aceite de la región.

Respecto a la reserva probada de gas natural, se registra un incremento neto de 788.5 miles de millones de pies cúbicos, originada por la revisión del

comportamiento presión-producción de los campos Akal, Ku e Ixtoc, la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en los campos Maloob y Zaap y la incorporación del campo Utsil. Todo lo anterior en consecuencia permitió adicionar 790.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sin embargo, este incremento resultó afectado ligeramente por la reducción de 8.2 miles de millones de pies cúbicos en el campo Sihil. A nivel de activo, Cantarell participa con 53.4 por ciento y Ku-Maloob-Zaap con 46.6 por ciento de las reservas probadas de gas natural de la región. Cabe mencionar que el campo Akal contribuye con 47.7 por ciento de la reserva regional.

La reserva probable de crudo a nivel región, al 1 de enero de 2011, presenta un incremento de 614.1 millones de barriles de aceite, es decir, 26.5 por ciento mayor con respecto al año anterior. En particular, los campos Ayatsil, Tekel, Balam, Ek, Ku, Maloob, Utsil y Zaap presentan incrementos por 658.1 millones de barriles de aceite, ocasionados en los dos primeros por la actualización de su modelo geológico-petrofísico, y en los otros campos por su comportamiento presión-producción. Estos incrementos se vieron disminuidos por el decremento de 44.0 millones de barriles de aceite de los campos Akal, Ixtoc y Lum. Es conveniente señalar, que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra el 58.3 por ciento de reserva probable de la región.

En relación a la reserva probable de gas natural, presenta un incremento neto de 29.6 miles de millones de pies cúbicos con respecto al 1 de enero de 2010 y se ubica en 825.1 miles de millones de pies cúbicos. Los principales incrementos se ubican en los campos Ayatsil, Balam, Ek y Maloob que en conjunto adicionan 66.6 miles de millones de pies cúbicos. Estos incrementos se vieron disminuidos por el decremento de 42.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos Akal, Ixtoc, Ku y Zaap. A nivel activo integral, las reservas de gas natural probable se concentran en Cantarell y Ku-Maloob-Zaap con 51.1 y 48.9 por ciento respectivamente.

Cuadro 5.3 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2011.

| Reserva | Activo | Gas natural mmmpc | Gas a entregar en planta mmmpc | Gas seco mmmpc |
|-----------------|----------------|----------------------|--------------------------------------|-------------------|
| Probada | | 3,083.2 | 2,271.0 | 1,787.2 |
| | Cantarell | 1,645.1 | 1,254.6 | 988.7 |
| | Ku-Maloob-Zaap | 1,438.1 | 1,016.4 | 798.5 |
| Probable | | 825.1 | 593.4 | 466.4 |
| | Cantarell | 421.5 | 321.0 | 252.5 |
| | Ku-Maloob-Zaap | 403.6 | 272.4 | 214.0 |
| Posible | | 848.8 | 595.6 | 476.9 |
| | Cantarell | 550.2 | 433.4 | 349.5 |
| | Ku-Maloob-Zaap | 298.7 | 162.2 | 127.4 |

Referente a la reserva posible de aceite, ésta se ubica en 2,560.5 millones de barriles. Al comparar éste volumen con el reportado el año anterior, se presenta una reducción por 158.6 millones de barriles de aceite. El decremento en cuestión se localiza principalmente en los campos Ayatsil y Maloob, con 354.2 millones de barriles, originado por la revisión del modelo estático y la reclasificación de reservas posibles a probables. Asimismo, se tienen incrementos por 207.6 millones de barriles de aceite, producto de la incorporación de reservas en esta categoría en Kayab originada a su vez por el descubrimiento del campo Utsil. La reserva posible de la región a nivel activo se concentra 54.4 por ciento en el Activo Integral Cantarell y el 45.6 por ciento restante en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Con relación a la reserva posible de gas natural, de la región, ésta muestra un decremento de 22.5 miles de millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior. Por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2011, de 848.8 miles de millones de pies cúbicos. En el balance negativo, sobresalen los campos Ayatsil y Maloob con 50.4 miles de millones de pies cúbicos. Los campos Kayab y Utsil adicionan 30.6 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 5.3 presenta las reservas

de gas natural por activo integral estimadas al 1 de enero de 2011 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas a entregar en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2011 asciende 6,283.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa el 45.5 por ciento del total nacional. Con relación al 1 de enero de 2010, la reserva presenta una variación neta positiva que

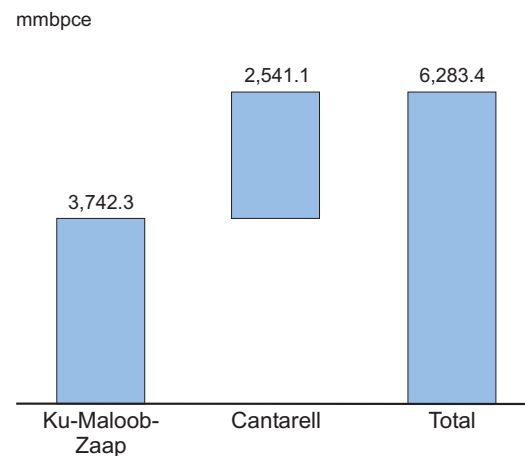


Figura 5.5 Reservas probadas al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

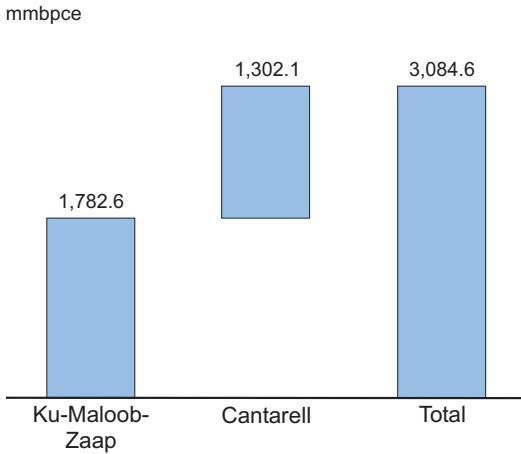


Figura 5.6 Reservas probables al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

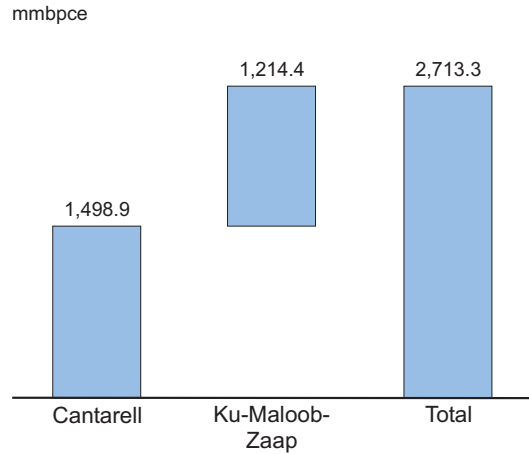


Figura 5.7 Reservas posibles al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

asciende a 125.0 millones de barriles. Producto de la intensa actividad física de exploración, desarrollo de campos, inyección de nitrógeno y el comportamiento presión-producción de los campos. Los campos Ayatsil, Ku, Utsil y Zaap explican principalmente esta variación. En la distribución de reservas probadas por activo, Ku-Maloob-Zaap representa el 59.6 por ciento, en tanto Cantarell contiene el 40.4 por ciento. La figura 5.5 ilustra lo anteriormente descrito.

La reserva probable registra un incremento de 605.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, ocasionada por las revisiones en los campos Ayatsil, Ek, Ku, Maloob y Zaap. Por tanto la reserva en cuestión

al 1 de enero de 2011 asciende a 3,084.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a nivel nacional a 20.5 por ciento. La figura 5.6 presenta la distribución de la reserva por activo, siendo Ku-Maloob-Zaap el de mayor aporte con 57.8 por ciento regional.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año asciende a 2,713.3 millones de barriles, que significan 19.0 por ciento del total nacional. La figura 5.7 detalla la distribución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente por activo integral de la región, donde 55.2 por ciento se localiza en el Activo Integral Can-

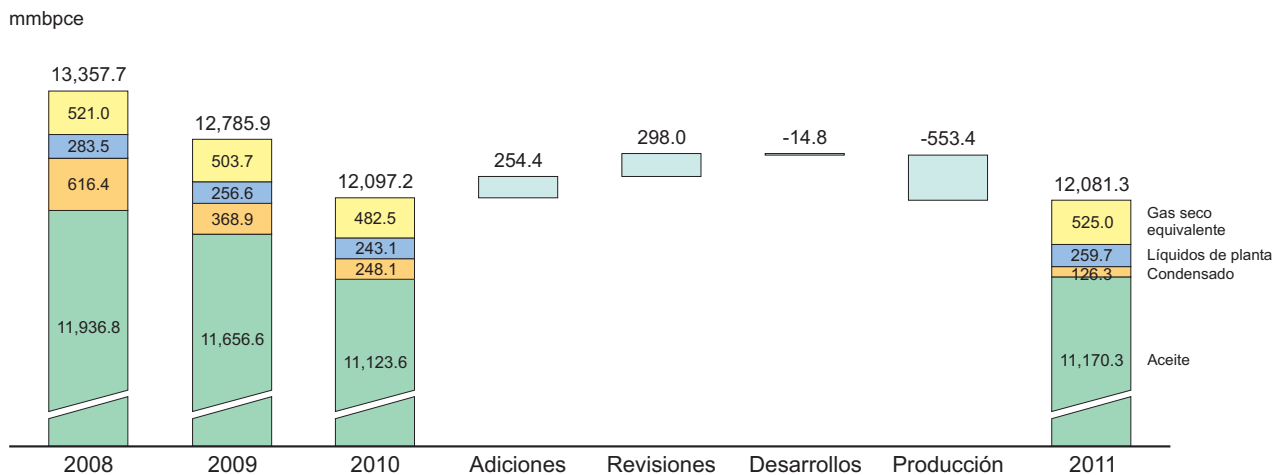


Figura 5.8 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

tarell. Al cierre de 2010, se tiene un balance negativo por 192.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que se origina en gran parte por actualización del modelo geológico-petrofísico de Ayatsil, la reclasificación de reservas posibles a probables del campo Maloob y la revisión del comportamiento del campo Akal. En lo que respecta a incrementos, la incorporación de reservas en los campos Kayab y Utsil en conjunto explican 207.6 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 537.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, para situarse en 12,081.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011, concentrando 28.0 por ciento del total nacional. La figura 5.8 presenta y detalla a nivel regional la composición de la reserva total o 3P.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Noreste es de 11.4 años considerando una producción constante de 553.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Si en esta relación re-

serva-producción se usa la reserva probada más probable (2P), el número de años asciende a 16.9 años, mientras que para la reserva (3P) es 21.8 años.

En particular, el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap presenta una relación reserva-producción de 11.4 años, considerando que su producción en el periodo anterior fue de 329.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En tanto que para Cantarell resulta de 11.4 años con una producción en 2010, de 223.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Como resultado de las actividades de desarrollo y mantenimiento de presión del yacimiento mediante la inyección de nitrógeno, el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap se coloca como el primer productor de aceite a nivel nacional con una producción de 903.1 miles de barriles diarios. Asimismo, esto ha permitido la reclasificación de reservas de probables a probadas.

La relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap es de 16.8 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 20.4 años. El Activo Integral Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de

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

| Año | Reserva | Aceite mmb | Condensado mmb | Líquidos de planta mmb | Gas seco mmbpce | Total mmbpce |
|-------------|--------------|-----------------|-------------------|------------------------------|--------------------|-----------------|
| 2009 | Total | 11,656.6 | 368.9 | 256.6 | 503.7 | 12,785.9 |
| | Probada | 5,919.3 | 256.1 | 183.0 | 353.9 | 6,712.3 |
| | Probable | 2,844.5 | 42.1 | 30.9 | 59.7 | 2,977.1 |
| | Posible | 2,892.8 | 70.7 | 42.8 | 90.2 | 3,096.5 |
| 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 |

17.2 años. La relación reserva-producción se incrementa para las reservas totales (3P) a 23.9 años.

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido son mostradas en el cuadro 5.4, referidas al 1 de enero de los años 2009 a 2011. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2010 de 6,283.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 90.4 por ciento de aceite crudo, 1.4 por ciento de condensado, 2.7 por ciento de líquidos de planta y 5.5 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 3,084.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 94.9 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento de condensado, 1.5 por ciento de líquidos de planta y 2.9 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 2,713.3 millones de barriles y está distribuida en 94.4 por ciento de aceite crudo, 0.7 por ciento de condensado, 1.6 por ciento de líquidos de planta y 3.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

5.2 Región Marina Suroeste

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



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

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.

En términos geográficos, la región se ubica en aguas territoriales que comprenden la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su extensión cubre un área superior a 352,390 kilómetros cuadrados. En la porción Sur, colinda con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Este con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente está limitada por las aguas territoriales nacionales, como se aprecia en la figura 5.9.

Al 1 de enero de 2011, los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa confor-

man la estructura organizacional de la Región Marina Suroeste. Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina referente a aguas profundas, es decir, más allá de la isobata de 500 metros han sido satisfactorios en los años recientes. Prueba de este hecho, lo representa la conformación del Activo Integral Holok-Temoa, cuya creación efectuó hace un par de años. Adicionalmente a estos tres activos integrales, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo orientado hacia actividades exploratorias, denominado Activo de Exploración Plataforma Continental Sur. La figura 5.10 muestra su ubicación geográfica.

Los campos que integran a la Región Marina Suroeste son 68. Dichos campos cuentan con reservas remanentes, 23 de los cuales registran, al 1 de enero de 2011 producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya

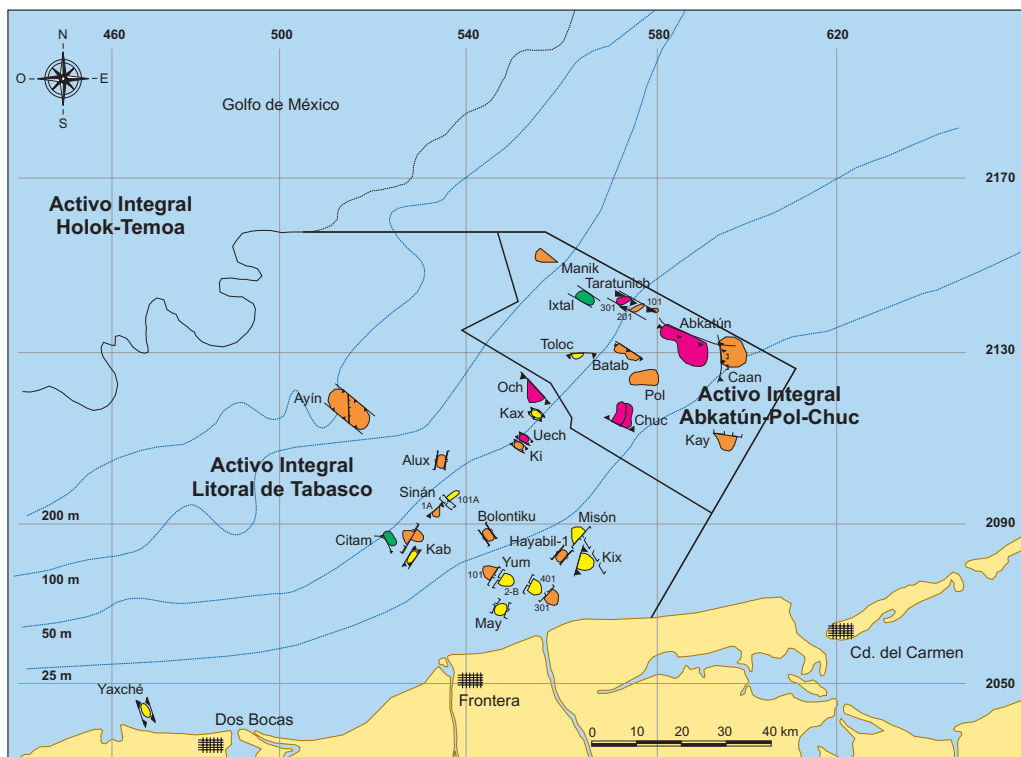


Figura 5.10 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Suroeste.

que sólo 34 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 2010, promedió 544.4 miles de barriles y 1,171.7 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 198.7 millones de barriles de aceite y 427.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 21.1 y 16.7 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente. La actividad exploratoria durante el año 2010, resultó exitosa al descubrirse dos nuevos yacimientos, en los campos Xux y Tsimin, es decir dentro de campos ya existentes.

5.2.1 Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2011, el volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste aporta 18,345.2 millones de barriles, lo cual representa 11.3 por ciento del volumen nacional en dicha categoría. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc contiene la mayor parte del volumen de la región con 14,248.4 millones de barriles de aceite, es decir, 77.7 por ciento del total. Por otro lado, el Activo Integral Litoral de Tabasco registra 4,096.8 millones de barriles de aceite, o sea 22.3 por ciento del volumen regional. Por su parte el Activo Integral Holok-Temoa, administra los campos Lakach, Lalail, Leek y Noxal, que contienen únicamente yacimientos de gas no asociado. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 3,385.8 y 5,458.2 millones de barriles, equivalentes a 4.3 y 8.2 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco con el 66.5 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,250.1 millones de barriles, como resultado de las actividades de incorporación exploratoria de nuevos yacimientos, desarrollo y revi-

sión. Por otra parte, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc concentra 33.5 por ciento del volumen original probable regional, que representa 1,135.7 millones de barriles, volumen menor con respecto al año anterior básicamente por la reclasificación de reservas probables a probables por desarrollo de campos. De los 5,458.2 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 4,270.7 millones de barriles corresponden a los campos del Activo Integral Litoral de Tabasco, y 1,187.5 millones de barriles corresponden al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc.

Con relación a los volúmenes originales de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2011 se tienen 23,932.1 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 12.4 por ciento del total nacional. El 61.0 por ciento regional corresponde al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 14,597.0 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones. Adicionalmente, 8,581.8 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo Integral Litoral de Tabasco, y equivalen a 35.9 por ciento de la región. El 3.1 por ciento restante corresponde al Activo Integral Holok-Temoa, concretamente al campo Lakach. En lo referente a los volúmenes ori-

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

| Año | Volumen | Aceite crudo mmb | Gas natural mmmpc |
|-------------|--------------|---------------------|----------------------|
| 2009 | Total | 25,273.4 | 33,394.2 |
| | Probado | 17,691.1 | 21,615.9 |
| | Probable | 3,396.3 | 5,439.7 |
| | Posible | 4,186.0 | 6,338.6 |
| 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 |

ginales probables, estos ascienden a 6,399.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un incremento con respecto al año anterior originado principalmente por nuevos yacimientos y reclasificación por desarrollos. El 72.1 por ciento del volumen original probable de la región corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco, 15.7 por ciento al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, y el 12.2 por ciento a Holok-Temoa. Para el caso de volúmenes posibles, estos cuantifican 10,869.0 miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo Integral Litoral de Tabasco engloba 82.1 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los campos de Holok-Temoa concentran 14.0 por ciento y el 3.9 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc. Es importante mencionar que durante 2010, existieron importantes descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada principalmente en el Activo Integral Litoral de Tabasco, lo que ocasionó incrementos de los volúmenes originales. El cuadro 5.5 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2009 a 2011.

5.2.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2011 para la Región Marina Suroeste ascienden a 1,255.8

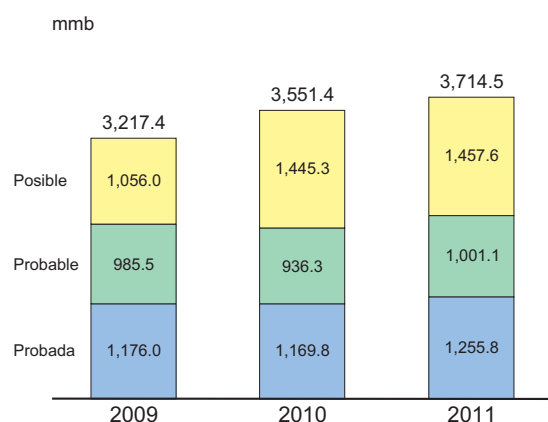


Figura 5.11 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

millones de barriles, lo que representa 12.4 por ciento de la reserva probada del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra asciende a 4,063.6 miles de millones de pies cúbicos, representando 23.5 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 1,001.1 y 1,457.6 millones de barriles, contribuyendo con 9.3 y 15.1 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,256.9 y 3,714.5 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 3,454.6 y 5,729.9 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 16.5 y 24.9 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 7,518.1 y 13,248.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 5.11 y 5.12 se presentan las variaciones de las reservas de aceite y gas natural, para los últimos tres años. En relación a las reservas probada desarrollada y no desarrollada de la región, éstas registran valores de 604.8 y 651.0 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,362.4 y 2,701.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite crudo de la región es 1,255.8 millones de barriles, y está constituida,

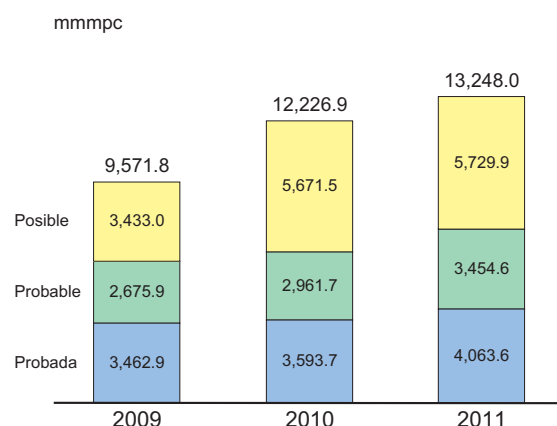


Figura 5.12 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

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

| Reserva Activo | Aceite | | | Gas natural | |
|--------------------|---------------|----------------|--------------------|-------------------|----------------------|
| | Pesado mmb | Ligero mmb | Superligero mmb | Asociado mmmpc | No asociado mmmpc |
| 1P | 111.5 | 818.1 | 326.3 | 1,483.3 | 2,580.2 |
| Abkatún-Pol-Chuc | 39.7 | 402.8 | 23.2 | 824.6 | 226.0 |
| Holok-Temoa | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 452.0 |
| Litoral de Tabasco | 71.8 | 415.4 | 303.1 | 658.7 | 1,902.2 |
| 2P | 339.4 | 1,302.5 | 615.0 | 2,236.7 | 5,281.4 |
| Abkatún-Pol-Chuc | 132.8 | 652.5 | 41.3 | 1,226.1 | 247.4 |
| Holok-Temoa | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1,108.5 |
| Litoral de Tabasco | 206.6 | 649.9 | 573.8 | 1,010.6 | 3,925.5 |
| 3P | 701.7 | 1,770.4 | 1,242.4 | 2,933.1 | 10,315.0 |
| Abkatún-Pol-Chuc | 255.3 | 696.1 | 46.9 | 1,292.9 | 284.3 |
| Holok-Temoa | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2,107.0 |
| Litoral de Tabasco | 446.4 | 1,074.4 | 1,195.5 | 1,640.2 | 7,923.6 |

en función de su densidad, por 111.5 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 8.9 por ciento de la reserva, 818.1 millones de barriles de aceite ligero ó 65.1 por ciento, y 326.3 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 26.0 por ciento del total probado de la región. En lo referente a la reserva probada de gas natural de 4,063.6 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 36.5 por ciento ó 1,483.3 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 63.5 por ciento de gas no asociado, equivalente a 2,580.2 miles de millones de pies cúbicos. El cuadro 5.6 presenta la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite y gas natural. Es importante señalar que el valor reportado del gas no asociado incluye las reservas de yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2011, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,255.8 millones de barriles, de los cuales 465.6 millones ó 37.1 por ciento se ubican en el Activo

Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 790.2 millones de barriles de aceite, es decir 62.9 por ciento, le corresponden al Activo Integral Litoral de Tabasco. Por su parte, el Activo Integral Holok-Temoa como se comentó anteriormente administra hasta el momento solamente campos de gas natural.

La reserva probada de aceite a nivel regional tuvo un incremento neto de 284.8 millones de barriles, con respecto a la reportada al 1 de enero de 2010. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 155.7 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación positiva de 129.1 millones de barriles con respecto al año anterior. A nivel de activo integral, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 14.1 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada un incremento por 19.3 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponde un decremento por 5.2 millones de barriles. Estas variaciones positivas se deben fundamentalmente a las actividades de desarrollo de campos, así como a la revisión del comportamiento presión-producción de los mismos.

El Activo Integral Litoral de Tabasco registró un incremento en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2011 por 270.6 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 136.4 millones de barriles y 134.2 millones en la probada no desarrollada. Las variaciones positivas en los campos del Activo Integral Litoral de Tabasco se deben básicamente a las actividades de desarrollo de campos y revisión de comportamientos presión-producción.

Al 1 de enero de 2011, las reservas probadas de gas natural ascienden a 4,063.6 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 1,050.7 miles de millones de pies cúbicos en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 2,560.9 miles de millones de pies cúbicos, y los restantes 452.0 miles de millones pertenecen a Holok-Temoa.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto por 897.5 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al 1 de enero de 2010. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 175.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y 721.9 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desarrollada. El Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc registra un incremento en la reserva probada de 3.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica por la variación básicamente por los conceptos de desarrollo y revisión de campos.

Para el Activo Integral Litoral de Tabasco, la reserva probada presentó un incremento por 750.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 117.5 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación positiva por 633.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de la reserva probada no desarrollada. En particular, el incremento registrado en la categoría de reserva probada desarrollada se explica principalmente por desarrollo y revisiones.

La reserva probable de aceite crudo de la región, al 1 de enero de 2011, presenta un incremento de 64.7 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc registró un incremento de 72.2 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el decremento en el Activo Integral Litoral de Tabasco por 7.5 millones de barriles, explican la variación antes citada. Básicamente la actividad de delimitación cuantifica volúmenes por 82.7 millones de barriles de aceite, en los campos Tsimin y Lakach. Sin embargo, en los rubros desarrollo y revisión, se tuvieron decrementos que cuantificaron 18.0 millones de barriles. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2011, asciende a 1,001.1 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 492.9 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 Integral Abkatún-Pol-Chuc de 70.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el incremento en Litoral de Tabasco por 372.6 miles de millones de pies cúbicos, y finalmente se registró un incremento por reclasificación de reservas en el campo Lakach por 49.9, debido a la perforación del pozo delimitador perforado en el Activo Integral Holok-Temoa. El principal incremento en la categoría probable se sitúa en Tsimin por 582.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural como resultado de la actividad de delimitación, mientras que el principal decremento se situó en el campo May por 143.1 miles de millones de pies cúbicos de gas, debido al desarrollo propio del campo. Estas variaciones representan los principales cambios en el Activo Integral Litoral de Tabasco. Asimismo, existieron variaciones en los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc y Holok-Temoa, que originaron que en el total de la reserva probable de la región registrará el incremento antes citado por 492.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural al 1 de enero de 2011.

Cuadro 5.7 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2011.

| Reserva | Activo | Gas natural mmmpc | Gas a entregar en planta mmmpc | Gas seco mmmpc |
|-----------------|--------------------|----------------------|--------------------------------------|-------------------|
| Probada | | 4,063.6 | 3,557.0 | 2,843.9 |
| | Abkatún-Pol-Chuc | 1,050.7 | 823.4 | 641.2 |
| | Holok-Temoa | 452.0 | 452.0 | 410.7 |
| | Litoral de Tabasco | 2,560.9 | 2,281.6 | 1,792.0 |
| Probable | | 3,454.6 | 3,134.3 | 2,596.3 |
| | Abkatún-Pol-Chuc | 422.9 | 329.3 | 254.8 |
| | Holok-Temoa | 656.6 | 656.6 | 596.6 |
| | Litoral de Tabasco | 2,375.2 | 2,148.4 | 1,744.9 |
| Posible | | 5,729.9 | 5,223.1 | 4,314.2 |
| | Abkatún-Pol-Chuc | 103.7 | 75.8 | 58.7 |
| | Holok-Temoa | 998.5 | 998.5 | 945.7 |
| | Litoral de Tabasco | 4,627.7 | 4,148.7 | 3,309.8 |

Al 1 de enero de 2011, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,457.6 millones de barriles y 5,729.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación positiva por 12.3 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2010. En esta categoría, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presenta un decremento de 5.9 millones de barriles, básicamente por desarrollo de campos. Adicionalmente, en esta categoría el Activo Integral Litoral de Tabasco registra un incremento por 18.2 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en el campo May debido al desarrollo del campo, por la perforación de pozos de desarrollo y actualización por ende de los volúmenes y reservas de hidrocarburos.

Respecto la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación positiva de 58.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, registra un decremento de

4.4 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte, el Activo Integral Litoral de Tabasco tuvo un incremento por 691.8 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 1,180.4 miles de millones de pies cúbicos, en el campo Xux a nivel Jurásico. El cuadro 5.7 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas a entregar en planta y el gas seco.

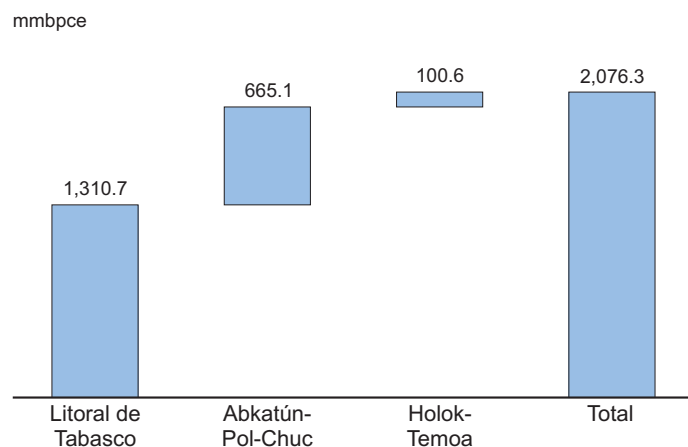


Figura 5.13 Reservas probadas al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2011 asciende a 2,076.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 15.1 por ciento del total nacional. Con relación al 1 de enero de 2010, la reserva presenta una variación neta positiva que asciende a 467.6 millones de barriles. De acuerdo a la figura 5.13, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc contiene 32.0 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 665.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 7.9 millones de barriles con respecto al año anterior. Este incremento básicamente se deben a revisiones en el campo Chuc que cuantifica 7.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por mejor comportamiento presión-producción.

Por otra parte, el Activo Integral Litoral de Tabasco concentra 63.1 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente de la región, es decir, 1,310.7 millones de barriles, mientras que el restante 4.8 por ciento lo concentra el Activo Integral Holok-Temoa. En el Activo Integral Litoral de Tabasco se presentaron incrementos que totalizan 428.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por desarrollo y delimitación de campos (este último en Tsimin).

La reserva probable de la región al 1 de enero de 2011 cuantifica un volumen de 1,700.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 11.3 por ciento de las reservas del país en esta categoría. La figura 5.14 presenta la distribución de las reservas a nivel activo integral. Este volumen de reservas muestra un incremento con relación al reportado al 1 de enero de 2010. Dicho decremento cuantifica 170.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presentaron incrementos por un total de 85.0 millones de barriles. La restante

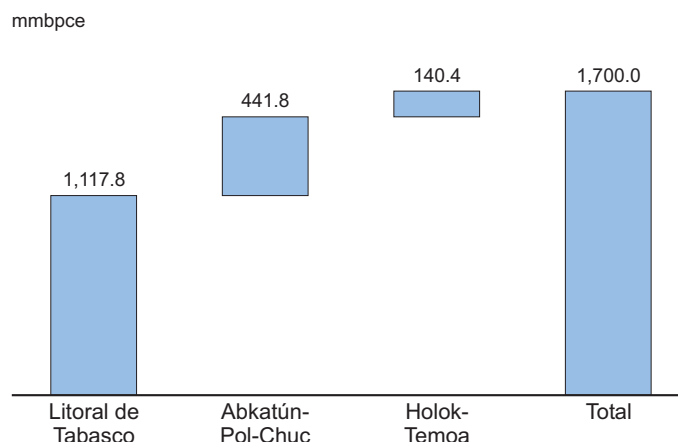


Figura 5.14 Reservas probables al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

variación positiva, se localiza básicamente en el Activo Integral Litoral de Tabasco como resultado de actividades de desarrollo de campos y revisiones. Asimismo, aunque en menor proporción, Holok-Temoa también contribuye con este incremento, debido principalmente a la actividad de delimitación.

Al 1 de enero de 2011, la reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente registra un valor de 2,607.4 millones de barriles, como se muestra en la figura 5.15. Este volumen representa 18.3 por ciento de la cifra nacional respectiva. Así, a la fecha indicada se presenta un incremento por 17.9 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo integral, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un

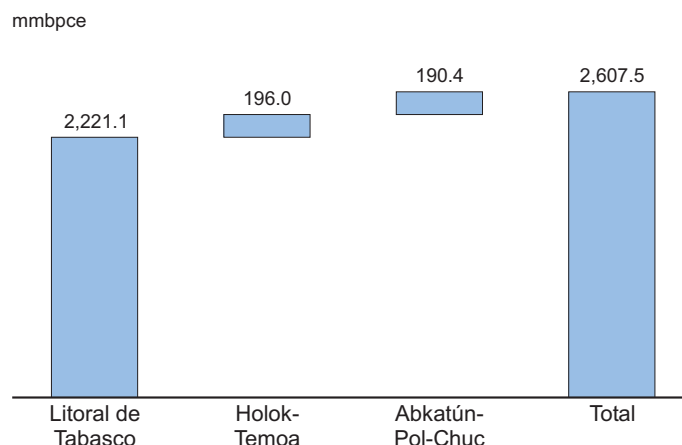


Figura 5.15 Reservas posibles al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

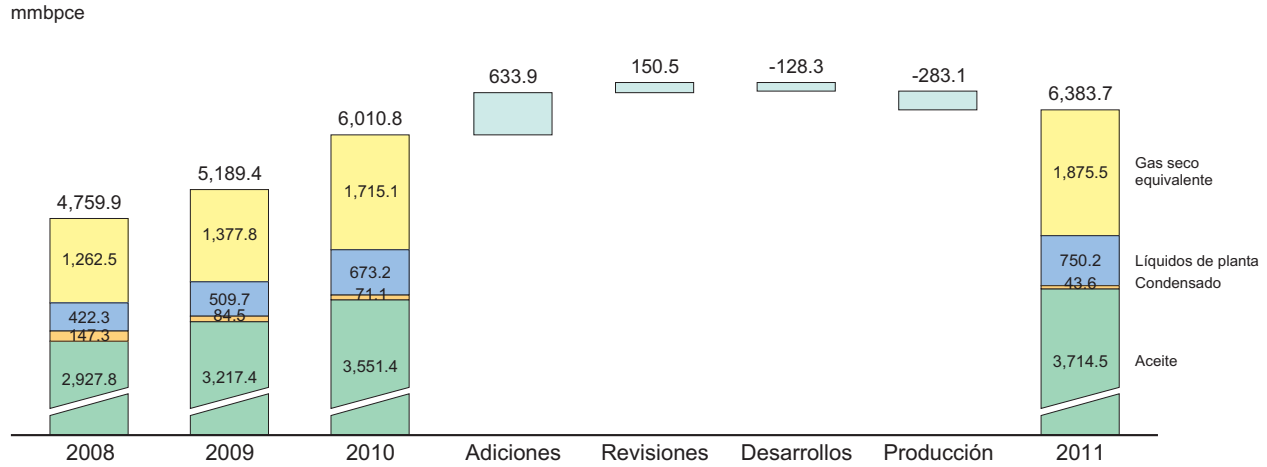


Figura 5.16 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

decremento por 7.0 millones de barriles. En cuanto al Activo Integral Litoral de Tabasco, éste registró una variación positiva que asciende a 163.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que Holok-Temoa presentó un decremento por 138.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido a reclasificación de reservas posibles a probadas y probables por delimitación de pozos.

La figura 5.16 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la Región Marina Suroeste

al 1 de enero de 2011 y su comparación respecto a los años 2008 a 2010.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Suroeste es de 7.3 años, considerando una producción constante de 283.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la reserva probada más probable, la relación resulta de 13.3 años, mientras que utilizando la reserva 3P es de

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

| Año | Reserva | Aceite mmb | Condensado mmb | Líquidos de planta mmb | Gas seco mmbpce | Total mmbpce |
|-------------|--------------|----------------|-------------------|---------------------------|--------------------|-----------------|
| 2009 | Total | 3,217.4 | 84.5 | 509.7 | 1,377.8 | 5,189.4 |
| | Probada | 1,176.0 | 38.0 | 221.2 | 458.8 | 1,893.9 |
| | Probable | 985.5 | 23.7 | 146.3 | 381.3 | 1,536.9 |
| | Posible | 1,056.0 | 22.8 | 142.1 | 537.7 | 1,758.5 |
| 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 |

22.5 años. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presenta el menor valor de esta relación con 4.4 años, utilizando la reserva probada, en tanto que para el Activo Integral Litoral de Tabasco resulta de 9.8 años.

Considerando las reservas 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 7.4 y 18.2 años para los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente. En el caso de las reservas 3P o totales, los valores son 8.7 años para el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc y 34.8 años para Litoral de Tabasco.

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido son mostradas en el cuadro 5.8 referidas al 1 de enero de los años 2009 a 2011, para las respec-

tivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2010 de 2,076.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 60.5 por ciento de aceite crudo, 1.1 por ciento de condensado, 12.1 por ciento de líquidos de planta y 26.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 1,700.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 58.9 por ciento de aceite crudo, 0.8 por ciento de condensado, 11.0 por ciento de líquidos de planta y 29.4 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 2,607.4 millones de barriles y está distribuida en 55.9 por ciento de aceite crudo, 0.3 por ciento de condensado, 12.0 por ciento de líquidos de planta y 31.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.



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

5.3 Región Norte

Territorialmente es la región con mayor área de Pemex Exploración y Producción, abarca 27 estados y comprende aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la porción Norte de la República Mexicana y colinda 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 está conformada por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; y por un activo de exploración, Golfo de México Norte, figura 5.18. El negocio principal de los activos integrales es el desarrollo de campos y la optimización de los campos que administran, mientras que el del activo de exploración es la incorporación de reservas y la evaluación del po-

tencial de las cuencas de Burgos, Sabinas, Tampico-Misantla, Veracruz y Golfo de México Profundo.

Por la superficie que ocupa la Región Norte, es la que tiene el mayor número de campos y por tanto la mayor actividad de desarrollo a nivel nacional. Tiene una gran variedad de hidrocarburos producidos, pasando desde gas seco y húmedo, gas y condensado, aceites ligeros y pesados. Así se tiene que Burgos y Veracruz son productores principalmente de gas no asociado, mientras que los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira son productores de aceite. Esto le ha permitido mantenerse como la principal región productora de gas natural y con las reservas probables y posibles más importantes del país.

Durante 2010, la Región Norte aportó 37.4 millones de barriles ó 102.4 miles de barriles por día de aceite y 912.4 miles de millones de pies cúbicos ó 2,499.8 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, que en el contexto de la producción total de país significa



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

4.0 por ciento de la producción de aceite y 35.6 por ciento de la producción de gas natural.

Con respecto a las actividades de desarrollo de campos, durante 2010 se perforaron un total de 798 pozos y se terminaron 1,113 pozos, siendo los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Burgos los que tuvieron la mayor actividad de perforación con 438 y 244 pozos perforados, respectivamente; y 744 y 252 pozos terminados, respectivamente. Conviene aclarar que en los activos Aceite Terciario de Golfo y Burgos se terminaron, durante 2010, algunos pozos perforados en 2009. Asimismo, se ejecutaron un total de 638 reparaciones mayores, el mayor porcentaje de éstas, también fue realizado en los activos Burgos y Aceite Terciario del Golfo. Todas estas actividades permitieron mover cantidades sustanciales de reservas probables y posibles a probadas lo que permitió a la región sustituir más del 100 por ciento, la producción extraída durante 2010.

En referencia a las actividades exploratorias, durante 2010 se terminaron 22 pozos exploratorios, siendo el descubrimiento de mayor relevancia el realizado con el pozo Rabel-1 ubicado en el Activo Integral Veracruz, que aportó gas seco en rocas del Mioceno Medio.

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

| Año | Volumen | Aceite crudo mmb | Gas natural mmmpc |
|-------------|--------------|---------------------|----------------------|
| 2009 | Total | 166,240.5 | 123,900.7 |
| | Probado | 41,592.2 | 66,663.6 |
| | Probable | 72,895.5 | 32,576.6 |
| | Possible | 51,752.8 | 24,660.4 |
| 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 |

5.3.1 Evolución de los volúmenes originales

Los volúmenes originales de aceite y gas natural de la Región Norte, para los últimos tres años se muestran en el cuadro 5.9. Al 1 de enero de 2011, el volumen original probado de aceite alcanza 48,663.2 millones de barriles de aceite que significa el 30.0 por ciento del total nacional; mientras que el volumen original de gas natural asciende a 75,601.1 miles de millones de pies cúbicos, representando el 39.3 por ciento a nivel nacional. A nivel regional el mayor porcentaje del volumen original probado de aceite y gas natural se localiza en el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 27,576.4 millones de barriles de aceite y 43,078.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que significan el 56.7 y 57.0 por ciento, respectivamente; con respecto al total de la región. El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo contiene 20,210.1 millones de barriles de aceite y 9,176.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los activos integrales Burgos y Veracruz, por la naturaleza de sus yacimientos poseen volúmenes marginales de aceite, sin embargo, alcanzan 17,570.2 y 5,775.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

Con respecto a los volúmenes originales probables tanto de aceite como de gas natural al 1 de enero de 2011, la región presenta números por 66,549.6 millones de barriles y 36,131.6 miles de millones de pies cúbicos, que a nivel nacional representan el 85.0 y 76.0 por ciento, respectivamente. El 99.8 y 92.2 por ciento de los volúmenes originales de aceite y gas natural, respectivamente, se localizan en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, que contiene 66,385.3 millones de barriles de aceite y 33,325.7 miles de millones de pies cúbicos.

Los volúmenes originales en la categoría posible, al 1 de enero de 2011, alcanzan valores por 51,450.2 millones de barriles de

aceite y 34,297.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que significan el 77.7 y 70.7 por ciento, respectivamente, en relación a los volúmenes originales de aceite y gas natural totales de Pemex. Los mayores volúmenes se localizan en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 50,694.0 millones de barriles de aceite y 20,543.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al desglosar el volumen original probado de gas natural en gas asociado y no asociado, la Región Norte presenta 53,094.3 y 22,506.8 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado y no asociado, respectivamente. El 79.7 por ciento del volumen original probado de gas asociado se ubica en el Activo Integral Poza Rica-Altamira, mientras que el 76.1 por ciento del volumen original probado de gas no asociado se localiza en el Activo Integral Burgos.

Del total del volumen original probado de gas no asociado, es decir, de los 22,506.8 miles de millones de pies cúbicos, 12,542.6 miles de millones de pies cúbicos, corresponden a gas húmedo; 9,440.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas seco, y 523.6 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Con referencia a los 36,131.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural del volumen original probable; 33,473.8 miles de millones de pies cúbicos son de gas asociado y 2,657.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. El mayor porcentaje del volumen original probable de gas asociado se localiza en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 33,325.7 miles de millones de pies cúbicos.

El volumen original probable de gas no asociado se puede desagregar en 1,708.5 miles de millones de pies cúbicos de gas húmedo, 829.6 miles de millones de pies cúbicos de gas seco y 119.6 miles de millones de pies cúbicos de gas y condensado. El mayor porcentaje del volumen original probable de gas no asociado se ubica en los yacimientos del

Activo Integral Burgos con 2,082.2 miles de millones de pies cúbicos.

En lo concerniente al volumen original de gas natural en la categoría posible, el cual asciende a 34,297.9 miles de millones de pies cúbicos, 31,573.5 miles de millones de pies cúbicos pertenecen al volumen original de gas asociado y 2,724.4 miles de millones de pies cúbicos son atribuibles al gas no asociado. Los mayores volúmenes originales de gas asociado pertenecen al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 20,543.8 miles de millones de pies, mientras que la mayor porción de los volúmenes de gas no asociado se ubican en el Activo Integral Burgos con 2,105.0 miles de millones de pies cúbicos.

Del total del volumen original de gas no asociado posible de la Región Norte, 1,773.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas húmedo, 914.0 miles de millones de pies cúbicos son atribuibles al gas seco y 37.2 miles de millones de pies cúbicos son de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

El volumen original probado de aceite, al 1 de enero de 2011, presenta un decremento por 1,054.3 millones de barriles de aceite, variación que fue originada principalmente por la gran actividad de desarrollo de campos realizada en Chicontepec del Activo Integral Aceite Terciario, donde los parámetros petrofísicos de los 438 pozos perforados en 2010, han sido inferiores a los parámetros que se consideraron en la evaluación anterior del volumen original, lo que generó la reclasificación de 1,072.3 millones de barriles a la categoría posible.

Con respecto al volumen original de gas natural, éste observa un incremento de 1,858.1 miles de millones de pies cúbicos, variación generada principalmente por los resultados obtenidos del desarrollo de campos en Chicontepec, donde los resultados de producción y datos de presión-volumen-temperatura, arrojan

datos de relación de solubilidad inicial superiores a los considerados en evaluaciones anteriores.

Al 1 de enero de 2011, el volumen original probable de aceite, muestra un decremento de 444.5 millones de barriles, que al igual que la reserva probada, es causado principalmente por la actividad de desarrollo de campos en Chicontepec, donde se han reclasificado a la categoría posible un volumen de 450.1 millones de barriles de aceite.

Acerca del volumen original probable de gas natural, éste exhibe un incremento de 5,979.6 miles de millones de pies cúbicos, y se localiza principalmente en los campos del Paleocanal de Chicontepec y tiene la misma justificación comentada en el volumen original probado.

El volumen original posible de aceite, al 1 de enero de 2011, tiene una adición de 1,501.3 millones de barriles de aceite, que se explica principalmente por la reclasificación de volúmenes originales probados y probables a la categoría posible en el Paleocanal de Chicontepec. Asimismo, el volumen original de gas natural, en esta categoría, presenta una pequeña variación positiva de 113.8 miles de millones de pies cúbicos, que fue originada por la gran actividad de desarrollo de campos en la región y por la revisión de varios yacimientos en los activos integrales Burgos y Veracruz.

5.3.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de la Región Norte, al 1 de enero de 2011, asciende a 658.4 millones de barriles de aceite y 3,941.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, de los cuales 318.1 millones de barriles de aceite y 2,765.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas desarrolladas y 340.3 millones de barriles de aceite y 1,175.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural son reservas probadas no desarrolladas.

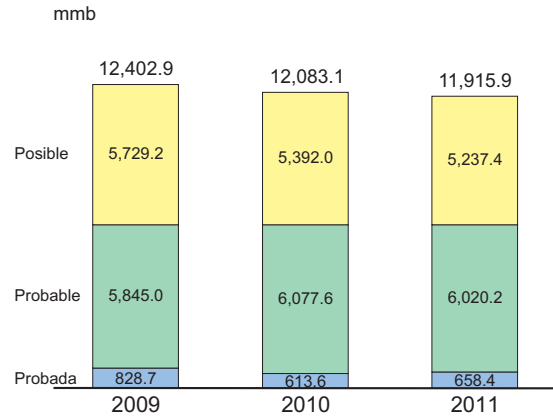


Figura 5.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

Referente a las reservas probables, éstas alcanzaron valores por 6,020.2 millones de barriles de aceite y 14,972.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural; mientras que las reservas posibles son de 5,237.4 millones de barriles de aceite y 15,718.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

En consecuencia las reservas 2P, es decir, la adición de reservas probadas más probables, son 6,678.6 millones de barriles de aceite y 18,913.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y las reservas 3P, adición de reservas probadas más probables más posibles, llegaron a 11,915.9 millones de barriles de aceite y 34,632.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

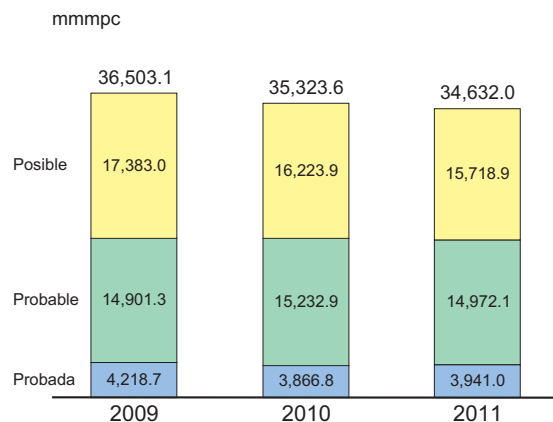


Figura 5.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

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. Asimismo, en el cuadro 5.10 se muestra la composición de las reservas probadas o 1P, 2P y 3P a nivel de activo y por tipo de fluido.

A nivel nacional, al 1 de enero de 2011, la Región Norte concentra el 6.5 y 22.8 por ciento de las reservas probadas de aceite y gas natural, respectivamente. En el contexto regional, el mayor porcentaje, es decir, el 67.1 por ciento de las reservas probadas de aceite se ubica en los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, seguido de los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira con el 31.0 por ciento; en tanto que el 49.9 por ciento de las reservas probadas de gas natural se localizan en los campos del Activo Integral Burgos, seguido de los campos del Activo Integral Veracruz que suman el 21.8 por ciento.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural de la Región Norte, equivalen al 4.5 y 25.1 por ciento, respectivamente, comparadas con la totalidad

de reservas del país de este tipo de reservas. La distribución a nivel regional, de las reservas probadas desarrolladas de aceite la encabeza el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con el 49.8 por ciento, mientras que el Activo Integral Poza Rica-Altamira alcanza el 46.6 por ciento. En cuanto a las reservas probadas desarrolladas de gas natural, el Activo Integral Burgos posee el 51.3 por ciento y el Activo Integral Veracruz concentra el 29.4 por ciento.

En relación a las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural, la Región Norte contiene, en un contexto nacional, el 10.8 y 18.6 por ciento, respectivamente, de estas reservas. Regionalmente, en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se ubica el 83.3 por ciento de las reservas de aceite, mientras que en los activos integrales Burgos y Aceite Terciario del Golfo se sitúan el 46.7 y 40.9 por ciento, respectivamente, de las reservas de gas no asociado.

En cuanto a las reservas probables de aceite y gas natural, al 1 de enero de 2011, la Región Norte tiene el 56.1 y 71.6 por ciento, respectivamente, con respecto

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

| Reserva Activo | Aceite | | | Gas natural | |
|----------------------------|----------------|----------------|--------------------|-------------------|----------------------|
| | Pesado mmb | Ligero mmb | Superligero mmb | Asociado mmmpc | No asociado mmmpc |
| 1P | 314.0 | 331.1 | 13.4 | 1,093.9 | 2,847.1 |
| Aceite Terciario del Golfo | 225.1 | 208.7 | 8.0 | 731.9 | 0.0 |
| Burgos | 0.0 | 0.0 | 5.4 | 16.4 | 1,950.2 |
| Poza Rica-Altamira | 82.0 | 122.4 | 0.0 | 327.3 | 55.7 |
| Veracruz | 6.9 | 0.0 | 0.0 | 18.2 | 841.2 |
| 2P | 2,328.8 | 3,440.3 | 909.5 | 14,814.3 | 4,098.8 |
| Aceite Terciario del Golfo | 2,159.2 | 3,195.3 | 901.2 | 14,278.0 | 0.0 |
| Burgos | 0.0 | 0.0 | 6.7 | 21.1 | 2,910.6 |
| Poza Rica-Altamira | 159.6 | 245.0 | 1.6 | 492.7 | 187.1 |
| Veracruz | 10.0 | 0.0 | 0.0 | 22.5 | 1,001.1 |
| 3P | 3,663.9 | 6,565.2 | 1,686.7 | 28,962.7 | 5,669.3 |
| Aceite Terciario del Golfo | 3,473.8 | 6,227.3 | 1,678.0 | 28,294.4 | 0.0 |
| Burgos | 0.0 | 0.0 | 7.1 | 23.0 | 4,102.7 |
| Poza Rica-Altamira | 175.1 | 338.0 | 1.7 | 595.9 | 384.9 |
| Veracruz | 15.1 | 0.0 | 0.0 | 49.5 | 1,181.7 |

a las reservas probables totales del país. En esta categoría de reservas, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo tiene casi la totalidad de estas reservas con 96.6 y 90.5 por ciento, de las reservas de aceite y gas natural, respectivamente.

En la Región Norte se localiza el 54.2 por ciento de las reservas posibles de aceite del país y el 68.2 por ciento de las reservas posibles de gas natural. En la distribución regional, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, posee los mayores volúmenes de reservas con 97.8 y 89.2 por ciento, respectivamente.

Las reservas 3P de aceite y gas natural, que son la adición de las reservas probadas más probables más posibles, para la Región Norte, al 1 de enero de 2011, alcanzan valores de 11,915.9 millones de barriles de aceite y 34,632.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, valores que representan los mayores volúmenes de reservas a nivel nacional. El Paleocanal de Chicontepec posee la mayor cantidad reservas 3P del país con 11,379.1 millones de barriles de aceite y 28,294.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que a nivel nacional equivalen a 37.2 y 46.2 por ciento, respectivamente. Dentro de la Región Norte, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo contiene el mayor porcentaje de reservas con 95.5 por ciento de las reservas 3P de aceite y el 81.7 por ciento de las reservas de gas natural.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2011, la reserva probada de aceite de la región registra un incremento neto de 82.2 millones de barriles con respecto al año anterior. Dicha variación neta, función de la producción anual de 37.4 millones de barriles, así como de los resultados relacionados con las actividades de desarrollo, principalmente en los campos Furbero, Presidente Alemán y Tajín del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, y en los campos Altamira y Ébano Chapacao del Activo Integral Poza Rica-Altamira, condujeron a lograr el volumen de reserva probada de aceite antes

citado. En contraparte, los principales decrementos en la reserva probada de aceite por actividades de desarrollo se registraron en los campos Coyol y Horcones del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, así como en el campo Cacalilao perteneciente al Activo Integral Poza Rica-Altamira.

En lo que concierne a la reserva probada de gas natural, al 1 de enero de 2011 se presenta un incremento neto de 986.6 miles de millones de pies cúbicos, el cual se atribuye primordialmente a las actividades exploratorias, desarrollo de campos y revisiones al comportamiento de yacimientos efectuadas. En particular, para el primer concepto se tiene principalmente la adición de 54.5 miles de millones de pies cúbicos en el campo Rabel del Activo Integral Veracruz, en cuanto a desarrollo de campos destacan los incrementos logrados en los campos Cauchy, Tajín y Nejo de los activos integrales Veracruz, Aceite Terciario del Golfo y Burgos, respectivamente. Estos campos adicionan en conjunto 291.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En cuanto al rubro de revisiones, sobresalen los campos Lankahuasa y Papán de los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz, respectivamente, al registrar entre ambos una contribución de 115.4 miles de millones de pies cúbicos.

En relación a la reserva probable de aceite de la Región Norte, el volumen al 1 de enero de 2011 asciende a 6,020.2 millones de barriles de aceite, mientras que la de gas natural es de 14,972.1 miles de millones de pies cúbicos. Estos volúmenes presentan reducciones con respecto al año anterior por 57.4 millones de barriles de aceite y 260.8 miles de millones de pies cúbicos. Las causas principales de dichas variaciones son las revisiones efectuadas a los campos Cacahuatengo, Sitio y Tlacolula pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, así como los campos Bagre y Poza Rica del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

Las reservas posibles de aceite y de gas natural, alcanzan 5,237.4 millones de barriles y 15,718.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Comparados

Cuadro 5.11 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2011.

| Reserva | Activo | Gas natural mmmpc | Gas a entregar en planta mmmpc | Gas seco mmmpc |
|-----------------|--------------------------------|----------------------|--------------------------------------|-------------------|
| Probada | | 3,941.0 | 3,700.5 | 3,518.1 |
| | Aceite Terciario del Golfo | 731.9 | 651.6 | 543.7 |
| | Burgos | 1,966.6 | 1,910.6 | 1,868.7 |
| | Poza Rica-Altamira Veracruz | 383.0 859.4 | 286.6 851.7 | 256.0 849.7 |
| Probable | | 14,972.1 | 13,310.0 | 11,240.9 |
| | Aceite Terciario del Golfo | 13,546.0 | 11,974.7 | 9,955.5 |
| | Burgos | 965.0 | 946.8 | 921.7 |
| | Poza Rica-Altamira Veracruz | 296.8 164.3 | 226.0 162.5 | 201.6 162.1 |
| Posible | | 15,718.9 | 13,896.8 | 11,701.5 |
| | Aceite Terciario del Golfo | 14,016.4 | 12,271.0 | 10,120.8 |
| | Burgos | 1,194.0 | 1,171.7 | 1,140.5 |
| | Poza Rica-Altamira Veracruz | 300.9 207.6 | 249.7 204.4 | 237.9 202.2 |

con las reservas del año anterior, dichos volúmenes implican reducciones por 154.6 millones de barriles de aceite y 505.0 miles de millones de pies cúbicos. La primera diferencia se debe a las actividades de desarrollo en los campos Corralillo, Furbero y Remolino, pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, así como a las revisiones efectuadas en los campos Pastoría y Poza Rica de los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica, respectivamente. En cuanto a la reducción en la reserva posible de gas natural, la razón principal se centra en la reclasificación de reservas por desarrollo en los campos Nejo del Activo Integral Burgos y Corralillo, Furbero y Remolino, del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Asimismo, las revisiones efectuadas en los campos Kosni del Activo Integral Poza Rica-Altamira y Pastoría del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, contribuyen a la diferencia anterior. El cuadro 5.11 presenta la distribución de las reservas de gas natural por activo registradas al 1 de enero de 2011.

Petróleo crudo equivalente

En términos de petróleo crudo equivalente, la reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2011 asciende a 1,435.8 millones de barriles, lo cual significa 10.4 por ciento a nivel nacional. La figura 5.21 ilustra la distribución de esta reserva a nivel activo. Con respecto al año anterior, la reserva probada en cuestión registra un incremento neto por 299.8 mi-

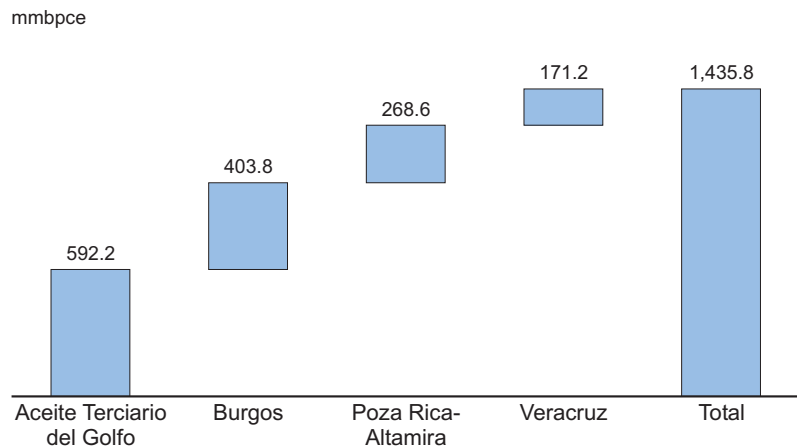


Figura 5.21 Reservas probadas al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Norte.

llones de barriles, como consecuencia principalmente de las actividades de desarrollo de campos.

En lo que respecta a la reserva probable, el volumen al 1 de enero de 2011 asciende a 9,060.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual representa 60.3 por ciento del total nacional. El volumen anterior, comparado con la cifra registrada el año 2010, presenta una reducción de 90.0 millones de barriles. La figura 5.22 muestra la distribución por activo integral de la reserva probable para la Región Norte.

Al 1 de enero del presente año, la reserva posible asciende a 8,387.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que significa 58.9 por ciento del total de la reserva a nivel nacional. La figura 5.23 presenta la distribución de las reservas para cada uno de los activos integrales de la región. En comparación al año 2010, el volumen de reserva posible registra una reducción de 252.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo cual se debe básicamente a desarrollo de campos y revisiones al comportamiento de los yacimientos.

La reserva total 3P, la cual resulta de adicionar los volúmenes de reservas probada, probable y posible, es de 18,883.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En esta categoría, el volumen anterior representa 43.8 por ciento de la reserva 3P del país. En un contexto regional, 90.5 por ciento corresponde al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Además, al comparar la reserva con el volumen del año 2010, se presenta un decremento de 258.8 millones de barriles de petróleo equivalente, lo que en esencia se atribuye a las actividades de desarrollo de campos y a la producción anual. La

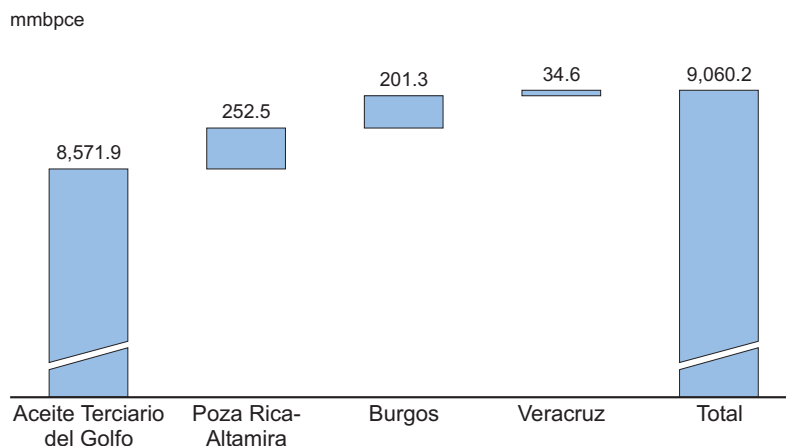


Figura 5.22 Reservas probables al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Norte.

figura 5.24 detalla la composición de la reserva 3P a nivel regional.

Relación reserva-producción

Esta relación para petróleo crudo equivalente, resultado de dividir la reserva entre la producción del año 2010, al considerar la reserva 1P registra un valor de 6.6 años para la Región Norte. Asimismo, al involucrar la reserva 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 48.5 años, y al considerar la reserva 3P o total, esto es, la suma de las reservas probada, probable y posible de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 87.3 años. La razón

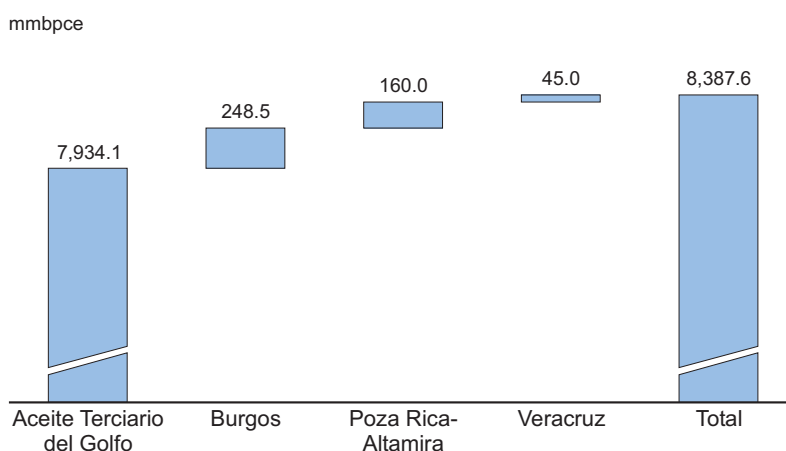


Figura 5.23 Reservas posibles al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Norte.

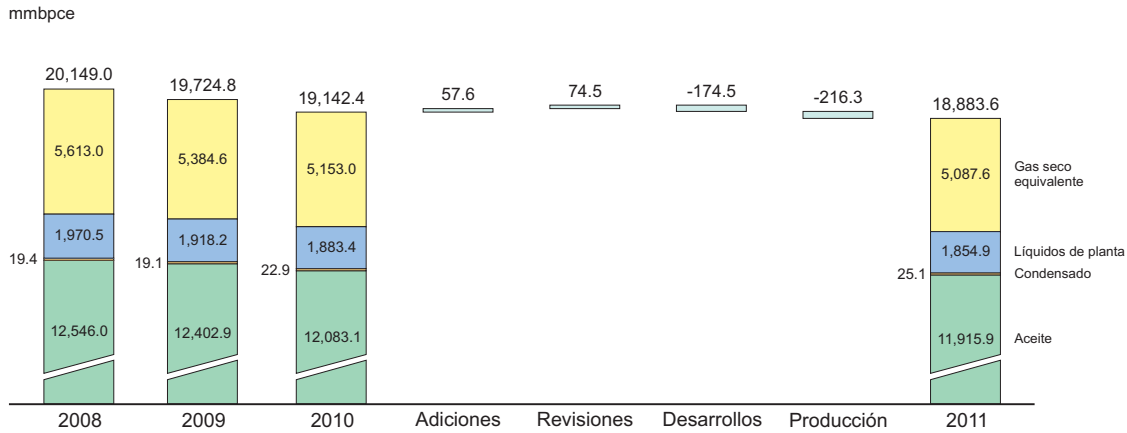


Figura 5.24 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

de las diferencias entre la relación reserva probada-producción y aquellas estimadas incluyendo además las reservas probables y posibles, se debe a que estas dos últimas categorías consideran los volúmenes correspondientes a Chicontepec, las que actualmente ocupan el primer lugar a nivel nacional.

Aunado a lo anterior, al considerar la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción es de 17.6 años, mientras que al involucrar la reserva de aceite 2P, la relación resulta de 178.7 años. Asimismo, la relación reserva de aceite 3P-producción es de 318.8

años. Todos los cocientes anteriores se obtienen considerando la producción del año 2010 de 37.4 millones de barriles de aceite. Por lo que respecta al gas natural y considerando la producción anual de 912.4 miles de millones de pies cúbicos, los valores de la relación reserva-producción para las reservas 1P, 2P y 3P, son de 4.3, 20.7 y 38.0 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

El cuadro 5.12 presenta la evolución de las reservas por tipo de fluido en la Región Norte. En base a la infor-

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

| Año | Reserva | Aceite mmb | Condensado mmb | Líquidos de planta mmb | Gas seco mmbpce | Total mmbpce |
|-------------|--------------|-----------------|-------------------|---------------------------|--------------------|-----------------|
| 2009 | Total | 12,402.9 | 19.1 | 1,918.2 | 5,384.6 | 19,724.8 |
| | Probada | 828.7 | 8.0 | 105.5 | 710.1 | 1,652.4 |
| | Probable | 5,845.0 | 4.6 | 838.4 | 2,174.6 | 8,862.6 |
| | Posible | 5,729.2 | 6.5 | 974.3 | 2,499.9 | 9,209.9 |
| 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 |

mación presentada, se establece que 45.9 por ciento de la reserva probada está conformada por aceite, 47.1 por ciento es gas seco equivalente a líquido, 6.3 por ciento son líquidos de planta y 0.8 por ciento corresponde a condensado. En cuanto a la conformación de la reserva probable, 66.4 por ciento es aceite, 23.9 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido, 9.6 por ciento son líquidos de planta, en tanto que 0.1 por ciento son condensados. Por último, la reserva posible de la región se compone de 62.4 por ciento de aceite, 26.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido, 10.6 por ciento corresponde a líquidos de planta y 0.1 por ciento a condensado.

5.4 Región Sur

Comprende la totalidad de los estados de Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo y parte

de Veracruz, Oaxaca, y Guerrero. Abarca un área 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 el paralelo 18° y el Río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. Su ubicación geográfica se muestra en la figura 5.25.

La Región Sur está constituida por un Activo Regional de Exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, figura 5.26. Las actividades de estos activos abarcan desde las etapas exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las fases de desarrollo, explotación y abandono de campos.

Al cierre del año 2010, la Región Sur tiene documentados 120 campos con reservas remanentes 3P, siendo



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.

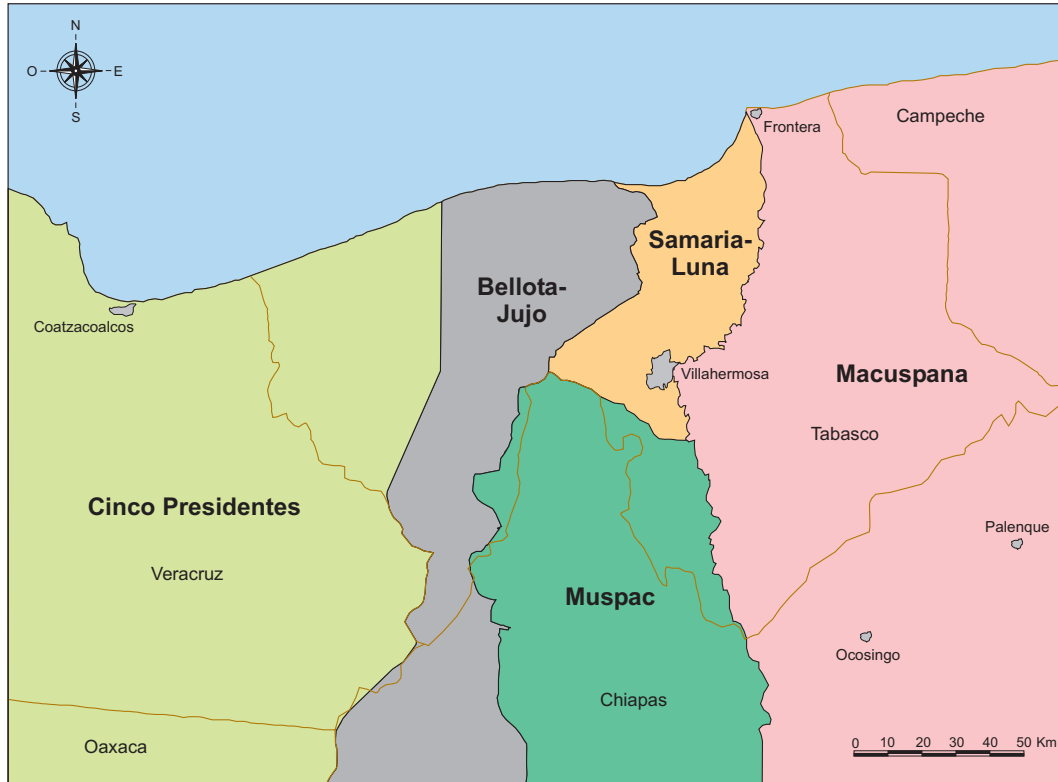


Figura 5.26 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur.

el Activo Integral Macuspana el que administra el mayor número de campos con 33, los activos integrales Bellota-Jujo y Muspac administran 29 y 24, respectivamente, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos controlan con 21 y 13, respectivamente.

La Región Sur produjo en 2010, 194.1 millones de barriles de aceite y 644.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representó una producción diaria de 531.9 miles de barriles de aceite y 1,764.7 millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significaron, a nivel nacional, 20.6 y 25.1 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 331.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente o 907.5 mil barriles por día de petróleo crudo equivalente, contribuyendo así con el 23.9 por ciento del total del país.

5.4.1. Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2011, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 34,962.3 millones de barriles, que representa 21.6 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un decremento de 6.9 por ciento con respecto al año anterior, derivado de la revisión y desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo contienen la mayor parte del volumen, esto es, 11,214.5 y 11,208.3 millones de barriles de aceite, respectivamente, cuya adición significa 64.1 por ciento del total de la región y presentan un decremento de 4.9 por ciento con respecto al 1 de enero de 2010 por concepto de revisiones y desarrollo. En lo que corresponde a los activos integrales Cinco Presidentes, Macuspana y Muspac, estos registran 6,840.6, 265.9 y 5,433.1 millones de barriles de aceite, respectivamente, que sumándolos representan 35.9 por ciento del volumen regional, mostrando un decremento de 10.2 por cien-

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

El volumen original probable de aceite de la Región Sur alcanzó 2,786.6 millones de barriles, que representan 3.6 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un incremento con respecto al año pasado de 10.6 por ciento, esto como resultado de las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión. El mayor volumen original probable de aceite corresponde nuevamente a los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna, que suman 2,249.2 millones de barriles, equivalentes a 80.7 por ciento de la región. Por otro lado, los otros tres activos integrales Cinco Presidentes, Macuspana y Muspac reportan en conjunto 537.4 millones de barriles, lo que representa 19.3 por ciento de la región.

En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo una reducción con respecto a 2010 por revisión y desarrollo de campos, éste se ubicó en 1,359.5 millones de barriles, que equivalen a 2.1 por ciento del volumen nacional. El Activo Integral Samaria-Luna contiene 951.3 millones de barriles en sus campos, lo que equivale al 70.0 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 2011 se tienen 68,031.6 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 35.4 por ciento del total nacional. El 78.7 por ciento regional corresponde a la adición de los activos integrales Muspac, Samaria-Luna y Bellota-Jujo, es decir, 53,554.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando un decremento por desarrollo y revisiones de los campos de estos activos. Adicionalmente, 14,477.0 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en los activos integrales Cinco Presidentes y Macuspana, y equivalen a 21.3 por ciento de la región.

En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 3,962.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento de 4.4 por ciento con respecto al año anterior originado principalmente por revisiones y desarrollo de campos. El 67.5 por ciento del volumen original probable de la región corresponde a la adición de los activos integrales Bellota-Jujo y Muspac y el 32.5 por ciento a los activos integrales Cinco Presidentes, Macuspana y Samaria-Luna.

Para el caso de volúmenes posibles, estos se ubican en 1,743.2, miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto al año anterior, representan un ligero decremento del 0.3 por ciento causado principalmente por desarrollo y revisiones de campos. La suma de los volúmenes de los activos Integrales Samaria-Luna y Muspac que son los que tienen los valores más altos, engloban el 66.9 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los tres activos restantes, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes y Macuspana concentran 33.1 por ciento del total regional. Es importante mencionar que durante 2010, existieron importantes descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada principalmente en los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna, lo

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

| Año | Volumen | Aceite crudo mmb | Gas natural mmmpc |
|-------------|--------------|---------------------|----------------------|
| 2009 | Total | 40,706.7 | 74,457.5 |
| | Probado | 36,926.0 | 68,675.6 |
| | Probable | 2,508.4 | 4,276.9 |
| | Posible | 1,272.4 | 1,505.0 |
| 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 |

que ocasionó incrementos de los volúmenes originales en esta categoría. El cuadro 5.13 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2009 a 2011.

Aceite crudo y gas natural

La Región Sur registra al 1 de enero de 2011 un decremento de 5.8 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 39,108.4 millones de barriles de aceite. Este decremento se origina principalmente debido a que se da de alta un nuevo modelo en el complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo y al ajuste por cambio en el factor del volumen en los campos del complejo Antonio J. Bermúdez.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 73,737.4 miles de millones de pies cúbicos, que representa un decremento de 4.6 por ciento con respecto al año anterior, mismo que ocurre, como en el caso del aceite, debido principalmente a que se tiene un nuevo modelo estático en el complejo Cactus-Níspero-Río Nuevo y en el campo Carmito y al ajuste por cambio en el factor del volumen en el complejo Antonio J. Bermúdez.

Al 1 de enero de 2011 el volumen original de aceite probado es de 34,962.3 millones de barriles de aceite, es decir, 6.9 por ciento menor con respecto al año anterior. Esta variación negativa se origina en los activos integrales Samaria-Luna y Muspac, donde los complejos Antonio J. Bermúdez y Cactus-Níspero-Río Nuevo y el campo Carmito, disminuyeron sus volúmenes en 2,000.2, 1,375.2, y 111.7 millones de barriles de aceite, respectivamente. Como se comentó anteriormente, esta diferencia en el complejo Antonio J. Bermúdez se debe a un ajuste por cambio en el factor de volumen de 1.4 a 1.593 m³/m³. Para los restantes campos se debe a la actualización de sus respectivos modelos geológicos. Además se tuvieron incrementos considerables en los campos Bricol, Sen

y Caparroso-Pijije-Escuintle por 783.4 millones de barriles de aceite. En Bricol se reclasifica como volumen probado el total del bloque productor del campo por la perforación y terminación del pozo Bricol 2DL, en Sen se tiene una reclasificación de volumen probable a probado por resultados del desarrollo del campo e incorporación del pozo exploratorio Pachira-1 y finalmente en el campo 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 2011, la cifra es de 68,031.6 miles de millones de pies cúbicos, que significa un decremento de 4.7 por ciento en relación al año pasado. Este decremento se atribuye al igual que para el aceite a los campos del complejo Antonio J. Bermúdez, Cactus-Níspero-Río Nuevo y Carmito por 6,564.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. El principal incremento se tiene en el campo Samaria por ajuste de área debido a la actualización del modelo de caracterización estática y a la reclasificación de volumen por prueba piloto en el yacimiento de aceite extrapesado.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tiene un incremento de 10.6 por ciento con respecto al reportado al 1 de enero de 2010, lo cual equivale a 267.4 millones de barriles. Aumento que se justifica casi en su totalidad por la incorporación de los pozos exploratorios Bricol-2DL y Naguín-1 del Activo Integral Bellota-Jujo y del campo Brillante perteneciente al Activo Integral Cinco Presidentes. El principal decremento se tiene en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por la reclasificación de volumen probable a probado de la formación Cretácico como resultado de la perforación de los pozos Pijije-105 y 123.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2011 en 3,962.5 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa una disminución de 4.4 por ciento con respecto al año anterior. Gran parte de este decremento, es originado por la reclasificación de volumen probable a

probado en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle y por la eliminación del área Occidental probable del campo Costero, con base en los resultados de los pozos perforados, los resultados del balance de materia y la reconfiguración del modelo estructural. 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 1,359.5 millones de barriles, es decir, 5.1 por ciento inferior al reportado al 1 de enero de 2010. Esta variación se justifica por los decrementos en los campos Bricol y Paché por 171.4 millones de barriles de aceite, para el primer campo se debe a un ajuste como resultado de la perforación del pozo Bricol-1DL, el cual encuentra un cambio de facies hacia el Sur de la estructura; en el caso del segundo campo, se ajusta el volumen debido a la revisión y actualización del modelo geológico, ya que se tienen áreas consideradas con alto riesgo geológico de acuerdo al comportamiento de facies del yacimiento. Es conveniente mencionar que en este caso las incorporaciones exploratorias nuevamente no fueron suficientes para contrarrestar esta disminución.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2011, su valor es de 1,743.2 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa una ligera disminución de 0.3 por ciento con respecto al año 2010. Esta variación negativa como en el caso del aceite se debe al ajuste en los modelos geológicos de los campos Bricol y Paché, ocasionando una disminución de 289.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

5.4.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2011 se sitúa en 2,564.6 millones de barriles, esto significa, 25.2 por ciento de las reservas probadas del país. Para la reserva probada de gas natural, ésta alcanzó un cifra de 6,228.6 miles de millones de pies cúbicos,

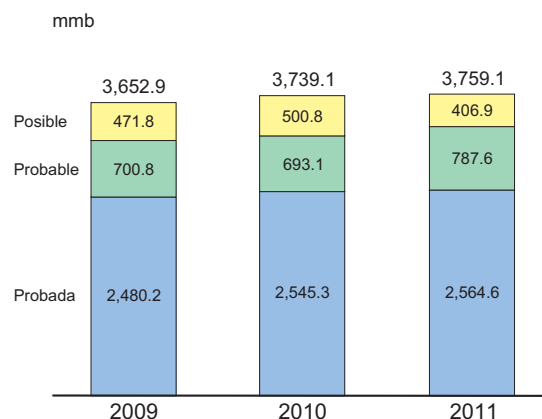


Figura 5.27 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

correspondiente a 36.0 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 1,812.5 millones de barriles y 4,338.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente, mientras que las probadas no desarrolladas son 752.1 millones de barriles de aceite y 1,890.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 25.8 y 23.9 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 39.4 y 30.0 por ciento. En

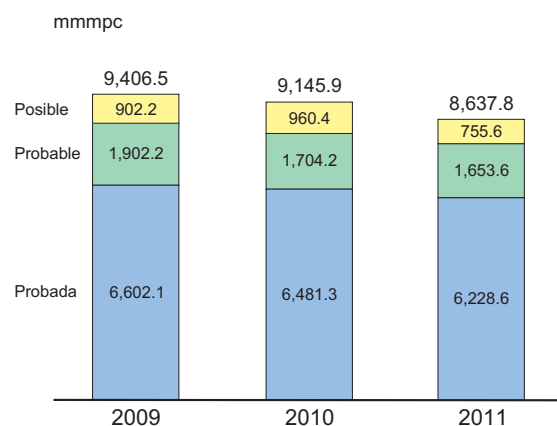


Figura 5.28 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

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 518.3 y 418.7 millones de barriles de aceite y 924.5 y 650.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente.

Al 1 de enero del año 2011, las reservas 2P son 3,352.1 millones de barriles de aceite y 7,882.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En términos de reserva 3P, se tienen en la región 3,759.1 millones de barriles de aceite y 8,637.8 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 5.14 se indica, a nivel activo, la distribución las 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, 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 96.6 por ciento, mientras que la contribución del aceite pesado alcanza 3.4 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, 82.9 por ciento es gas asociado, y el resto corresponde a gas no asociado. Los principales campos de gas asociado siguen siendo Jujo-Tecominoacán, Íride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque con 2,937.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, mientras que los de gas no asociado son Costero, Girdaldas y Chiapas-Copanó con 538.3 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 142.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

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

| Reserva Activo | Aceite | | | Gas natural | |
|-------------------|---------------|----------------|--------------------|-------------------|----------------------|
| | Pesado mmb | Ligero mmb | Superligero mmb | Asociado mmmpc | No asociado mmmpc |
| 1P | 88.3 | 1,743.8 | 732.5 | 5,160.7 | 1,067.9 |
| Bellota-Jujo | 15.7 | 683.7 | 209.8 | 1,718.1 | 70.8 |
| Cinco Presidentes | 14.4 | 188.5 | 2.5 | 281.4 | 12.4 |
| Macuspana | 0.0 | 13.9 | 29.0 | 8.1 | 550.4 |
| Muspac | 3.3 | 36.4 | 84.8 | 387.5 | 384.0 |
| Samaria-Luna | 54.9 | 821.4 | 406.4 | 2,765.6 | 50.2 |
| 2P | 185.1 | 2,011.0 | 1,156.1 | 6,229.4 | 1,652.7 |
| Bellota-Jujo | 28.3 | 810.3 | 411.3 | 2,136.5 | 100.0 |
| Cinco Presidentes | 16.9 | 230.1 | 5.4 | 331.7 | 12.4 |
| Macuspana | 0.0 | 16.2 | 46.0 | 16.7 | 906.1 |
| Muspac | 8.0 | 37.9 | 131.2 | 520.6 | 514.1 |
| Samaria-Luna | 131.9 | 916.5 | 562.3 | 3,223.9 | 120.1 |
| 3P | 319.8 | 2,123.8 | 1,315.4 | 6,699.8 | 1,937.9 |
| Bellota-Jujo | 30.5 | 814.9 | 473.4 | 2,227.7 | 108.9 |
| Cinco Presidentes | 16.9 | 310.5 | 11.3 | 426.1 | 48.8 |
| Macuspana | 0.0 | 16.2 | 60.6 | 16.8 | 1,096.2 |
| Muspac | 8.0 | 65.7 | 167.2 | 683.1 | 563.9 |
| Samaria-Luna | 264.5 | 916.5 | 602.9 | 3,346.1 | 120.1 |

La reserva probable de aceite, reportada al 1 de enero del año 2011, es 787.6 millones de barriles que representan el 7.3 por ciento del total nacional. Además, la reserva probable de gas alcanza 1,653.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalente a 7.9 por ciento del total del país. La reserva posible contribuye con 406.9 millones de barriles de aceite, que representa el 4.2 por ciento del total nacional, en tanto la reserva posible de gas natural se sitúa en 755.6 miles de millones de pies cúbicos, es decir, el 3.3 por ciento nacional.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2010, presenta un incremento de 8.4 por ciento con respecto al año anterior, que se explica por los 213.2 millones de barriles en los conceptos de incorporaciones, revisiones y desarrollos. Los principales incrementos de reservas en esta categoría se encuentran en los campos Caparroso-Pijije-Escuintle, Bricol y Sen, y son originados por la reclasificación de reserva probable a probada por los resultados satisfactorios en la perforación de pozos de desarrollo durante 2010. Además, las incorporaciones exploratorias adicionaron 54.7 millones de barriles de aceite. También se tuvieron algunos decrementos en los campos Íride por 55.7 millones de barriles debido al comportamiento presión-producción del campo y en Jujo-Tecominoacán por la revisión y ajuste del modelo de simulación con 19.3 millones de barriles. La producción de aceite del periodo fue de 194.1 millones de barriles.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran una variación positiva de 391.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, alcanzando, al 1 de enero de 2011, un valor de 6,228.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Este incremento se debe a las incorporaciones exploratorias de los pozos Palapa-301, Pachira-1, Bricol-2DL, Juspí-101-A, Guaricho-501 y Brillante-1, que adicionaron 41.3, 39.8, 21.3, 13.6, 3.0 y 2.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente y al desarrollo de los campos Caparroso-Pijije-Escuintle

y Sen con 444.4 miles de millones de pies cúbicos. Los principales decrementos se tienen en los campos Jujo-Tecominoacán, Chiapas-Copanó e Íride por 120.0, 94.8 y 49.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. El primero disminuye por la actualización del modelo dinámico, el segundo por el fuerte incremento en el flujo fraccional de agua y el tercero por el comportamiento presión-producción del campo. La producción en el periodo explica una disminución de 644.1 miles de millones de pies cúbicos.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2011, el valor estimado es de 787.6 millones de barriles, lo que significa un incremento de 94.5 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2010. Esta variación de reservas positiva se origina principalmente por la incorporación de 149.8 millones de barriles como resultado de la actividad exploratoria durante 2010 y al incremento debido al cambio en el patrón de inyección de nitrógeno en el campo Íride y al resultado exitoso en la perforación de pozos de desarrollo en el campo Sen por 8.6 y 8.1 millones de barriles de aceite, respectivamente. Por otra parte, se tuvieron algunos decrementos en los campos Caparroso-Pijije-Escuintle y Tajón. Para el primer campo se debe a la reclasificación de reserva probable a probada como resultado de la perforación de los pozos de desarrollo Pijije-103, 105, 112, 113 y 123, en el caso del segundo campo se debe a su comportamiento presión-producción.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 50.6 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2010. De esta forma, al 1 de enero de 2011 la reserva asciende a 1,653.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los decrementos se tuvieron principalmente en los campos Samaria, Caparroso-Pijije-Escuintle, Cobra, Juspí y Cactus por 239.3 miles de millones de pies cúbicos. Para el caso de Samaria se debe al comportamiento presión-producción, para Caparroso-Pijije-Escuintle por la reclasificación de sus reservas probables a probadas debido a los resultados

favorables obtenidos en los pozos perforados durante 2010, Cobra y Juspí por el incremento en el flujo fraccional de agua y Cactus por ajuste al casquete de gas. A pesar de que la actividad exploratoria aportó 181.9 miles de millones de pies cúbicos, no logró compensar los decrementos comentados anteriormente.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2011, ésta presenta un decremento de 93.9 millones de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2010, y se ubica en 406.9 millones de barriles. El decremento en cuestión se localiza principalmente en los campos Sitio Grande, Terra, Níspero, Caparroso-Pijije-Escuintle y San Ramón con 43.4, 20.1, 16.2, 10.3 y 9.7 millones de barriles, respectivamente. En el caso de Sitio Grande, Terra y Níspero la reducción se debe al comportamiento presión-producción de los campos y para Caparroso-Pijije-Escuintle y San Ramón por el resultado no exitoso de los pozos Pijije-107 y San

Ramón-1601, los cuales resultaron invadidos de agua salada. Los descubrimientos contribuyeron con un incremento de 53.8 millones de barriles de aceite en esta categoría de reserva. Adicionalmente se tiene un incremento de 20.3 millones de barriles de aceite en el campo Paredón por una revisión y estudio del campo, donde se contempla un programa de mantenimiento de presión con inyección de gas metano.

Por otro lado, las reservas posibles de gas natural, presentan un decremento con respecto al año anterior por 204.8 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2011 de 755.6 miles de millones de pies cúbicos. Las principales variaciones negativas se tienen en los campos Juspí, Terra, Cráter y Sitio Grande con 230.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Para el caso de Juspí se debe al avance del contacto agua-aceite, en Terra y Sitio Grande por el comportamiento presión-producción y en Cráter se

Cuadro 5.15 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2011.

| Reserva | Activo | Gas natural mmmpc | Gas a entregar en planta mmmpc | Gas seco mmmpc |
|-----------------|-------------------|----------------------|--------------------------------------|-------------------|
| Probada | | 6,228.6 | 5,860.3 | 4,344.9 |
| | Bellota-Jujo | 1,788.9 | 1,589.4 | 1,158.6 |
| | Cinco Presidentes | 293.8 | 220.4 | 183.2 |
| | Macuspana | 558.5 | 550.5 | 451.2 |
| | Muspac | 771.5 | 747.5 | 544.7 |
| | Samaria-Luna | 2,815.8 | 2,752.4 | 2,007.2 |
| Probable | | 1,653.6 | 1,589.6 | 1,194.0 |
| | Bellota-Jujo | 447.6 | 421.3 | 307.1 |
| | Cinco Presidentes | 50.3 | 37.7 | 31.3 |
| | Macuspana | 364.3 | 360.8 | 289.4 |
| | Muspac | 263.2 | 252.0 | 188.6 |
| | Samaria-Luna | 528.3 | 517.8 | 377.6 |
| Posible | | 755.6 | 639.3 | 485.2 |
| | Bellota-Jujo | 100.1 | 78.5 | 59.2 |
| | Cinco Presidentes | 130.9 | 43.7 | 36.3 |
| | Macuspana | 190.2 | 188.0 | 142.7 |
| | Muspac | 212.3 | 207.6 | 158.3 |
| | Samaria-Luna | 122.1 | 121.5 | 88.6 |

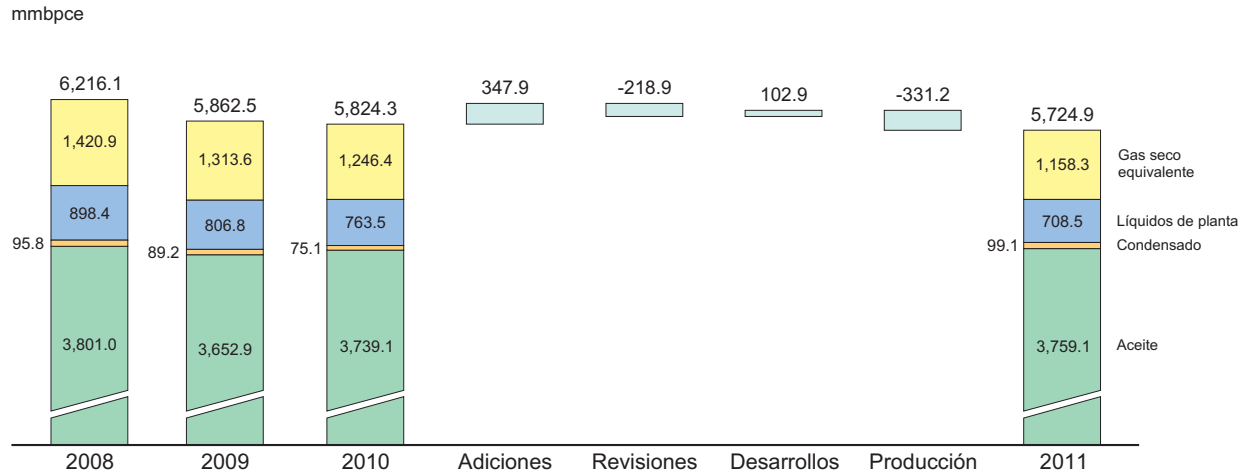


Figura 5.29 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

dan de baja localizaciones en el bloque costa afuera por el alto costo de perforación. Las incorporaciones exploratorias contribuyeron con 81.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En el cuadro 5.15 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas a entregar en planta y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

Petróleo crudo equivalente

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2011 asciende a 5,724.9 millones de barriles, equivalente al 13.3 por ciento del total nacional. Este

valor comparado con el del año anterior, presenta un incremento de 4.0 por ciento. La reserva 3P se localiza principalmente en los campos de los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que concentran, 77.9 por ciento del total. En la figura 5.29 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2010, en comparación con los años 2007, 2008 y 2009.

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2011 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 4,000.5 millones de barriles, volumen que significa 29.0 por ciento de la reserva probada nacional, figura 5.30. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un incremento de 295.7

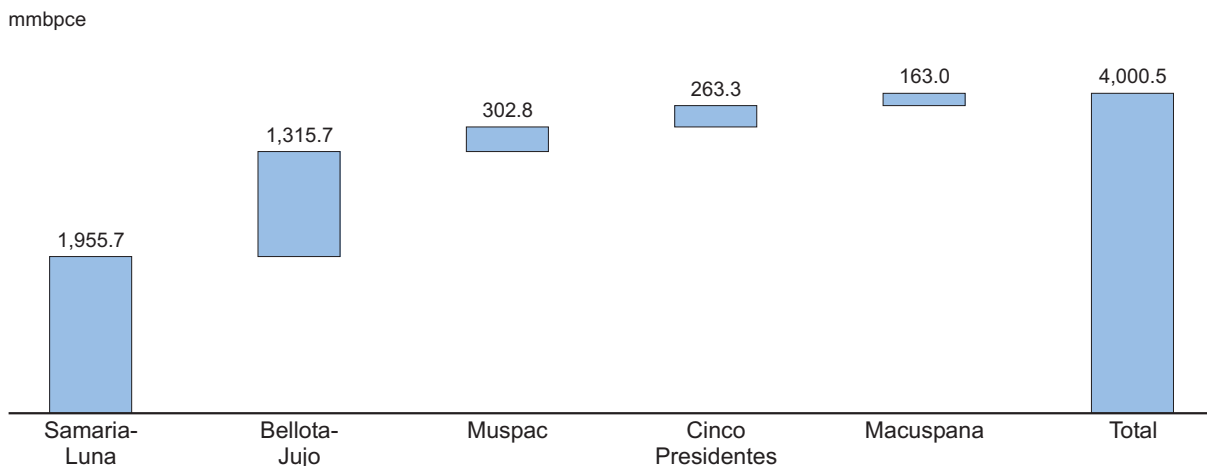


Figura 5.30 Reservas probadas al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Sur.

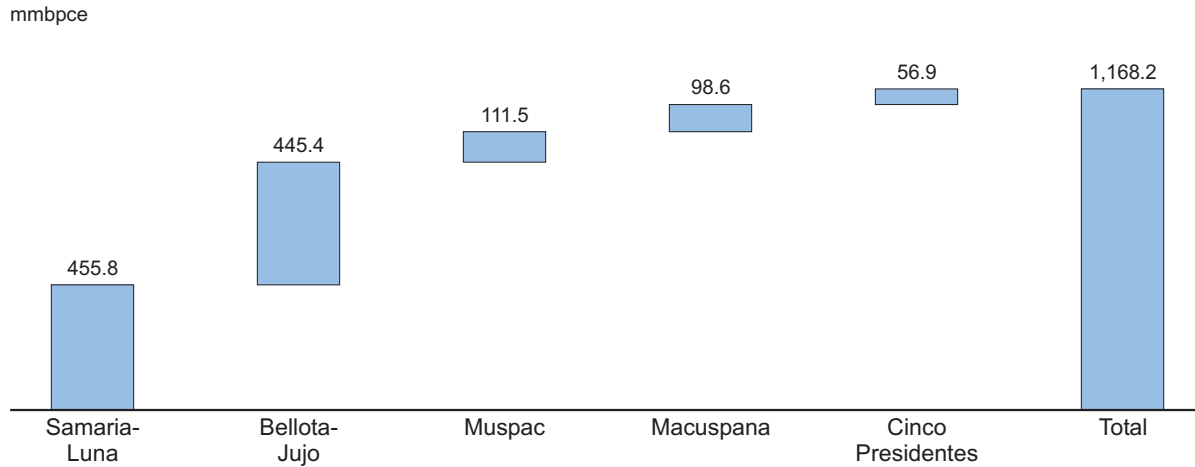


Figura 5.31 Reservas probables al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Sur.

millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación positiva se origina principalmente con 342.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por la reclasificación de reserva probable a probada en los campos Caparroso-Pijije-Escuintle, Sen y Bricol, por la perforación exitosa de pozos de desarrollo durante 2010. Los descubrimientos debido a la actividad exploratoria aportaron 82.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal decremento se tuvo en el campo Íride por 74.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente debido al comportamiento presión-producción del campo. Además la producción en el período explica una disminución de 331.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011, la región totalizó 1,168.2 millones de barriles, que equivalen al 7.8 por ciento del total de las reservas probables del país, figura 5.31. Para esta categoría se presenta un incremento de 90.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se origina principalmente por la incorporación exploratoria en los campos Bellota (Naguín-1), Bricol (Bricol-2DL), Brillante (Brillante-1), Guaricho (Guaricho-501), Juspí (Juspí-101A), Luna-Palapa (Palapa-301) y Sen (Pachira-1) con 192.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El principal decremento se presenta en el campo Caparroso-Pijije-Escuintle por 44.9 millones

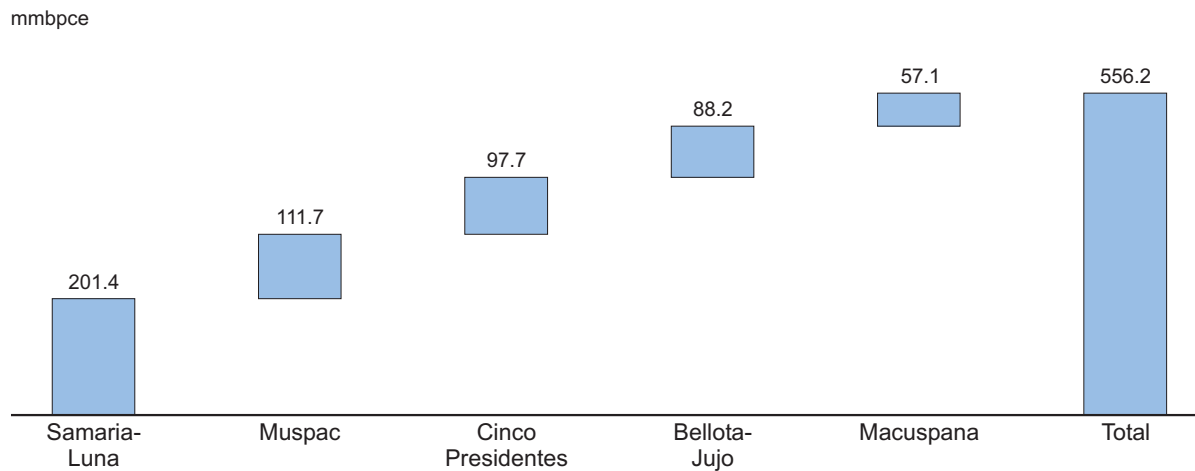


Figura 5.32 Reservas posibles al 1 de enero de 2011, distribuidas por activo en la Región Sur.

de barriles de petróleo crudo equivalente, debido a la reclasificación de reserva probable a probada del yacimiento KS-KM como resultado de la terminación exitosa de los pozos Pijije-103,105,112,113 y 123.

La reserva posible al 1 de enero de 2011 es de 556.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 3.9 por ciento del total del país, figura 5.32. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un decremento de 154.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación negativa se debe principalmente a los campos Sitio Grande, Terra, Juspí, Níspero, Cráter, Caparroso-Pijije-Escuintle y Sen que en conjunto disminuyeron en 180.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En Sitio Grande, Terra y Níspero se debe a la revisión del comportamiento presión-producción de estos campos, en Juspí por el avance del contacto agua-aceite, en Cráter por la cancelación de localizaciones, en Caparroso-Pijije-Escuintle por el resultado adverso del pozo Pijije-107 y en Sen por la reclasificación de reserva posible a probada. En lo que respecta a incrementos, los 7 pozos exploratorios perforados durante 2010 adicionaron 72.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en el campo

Paredón se tuvo un incremento de 25.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por el programa de inyección de gas metano.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción en petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011, alcanza un valor de 12.1 años. El valor anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2010, cuyo volumen es de 331.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 15.6 años, mientras que la citada relación resulta de 17.3 años al considerar la reserva 3P o total. El Activo Integral Bellota-Jujo presenta las mayores relaciones reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas, 2P y 3P con 15.9, 21.3 y 22.3 años, respectivamente.

Considerando la reserva probada de aceite, la relación reserva probada-producción de la región es 13.2 años, empleando una producción anual de 194.1 millones de barriles de aceite en 2010. Si esta relación se

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

| Año | Reserva | Aceite mmb | Condensado mmb | Líquidos de planta mmb | Gas seco mmbpce | Total mmbpce |
|-------------|--------------|----------------|-------------------|------------------------------|--------------------|-----------------|
| 2009 | Total | 3,652.9 | 89.2 | 806.8 | 1,313.6 | 5,862.5 |
| | Probada | 2,480.2 | 76.3 | 573.1 | 919.5 | 4,049.1 |
| | Probable | 700.8 | 11.1 | 159.0 | 269.4 | 1,140.3 |
| | Posible | 471.8 | 1.8 | 74.7 | 124.8 | 673.0 |
| 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 |

calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 17.3 años, en tanto para la reserva 3P de 19.4 años. El Activo Integral Samaria-Luna tiene la mayor relación reserva probada-producción de aceite con 16.2 años, seguido por el Activo Integral Bellota-Jujo con una relación de 15.5 años.

Para el gas natural, la relación reserva probada-producción resulta de 9.7 años, utilizando una producción anual de 644.1 miles de millones de pies cúbico, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 12.2 y 13.4 años, respectivamente. El activo integral que presenta la mayor relación reserva-producción en sus categorías 1P, 2P y 3P es Bellota-Jujo con 16.0, 20.0 y 20.9 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido se muestran en el cuadro 5.16 referidas al

1 de enero de los años 2009 a 2011, para las respectivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2010 de 4,000.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 64.1 por ciento de aceite crudo, 2.0 por ciento de condensado, 13.0 por ciento de líquidos de planta y 20.9 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 1,168.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 67.4 por ciento de aceite crudo, 1.4 por ciento de condensado, 11.5 por ciento de líquidos de planta y 19.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 556.2 millones de barriles y está distribuida en 73.2 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 9.5 por ciento de líquidos de planta y 16.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.