

Distribución de las reservas de hidrocarburos

El análisis de la variación de las reservas de hidrocarburos en sus categorías probada, probable y posible ocurridas durante el año 2009, se describe en este capítulo a nivel regional y activo. Con ello, se explican los cambios generados en los volúmenes originales y reservas remanentes de hidrocarburos a partir de factores como adiciones, desarrollos y revisiones, y naturalmente la producción.

Es importante recordar que las adiciones de reservas de hidrocarburos la integran los descubrimientos y las delimitaciones producto de la perforación de pozos exploratorios y delimitadores, y por tanto, las variaciones en este rubro pueden ser positivas o negativas.

Asimismo, en el concepto de desarrollo se tienen incrementos o decrementos en las reservas de hidrocarburos relacionados a la perforación de pozos de desarrollo. Respecto a las revisiones, en éstas no existen pozos perforados, por lo que las modificaciones son resultado de actualizaciones realizadas al comportamiento de los campos de acuerdo a su historia de presión-producción, o a los modelos geológico-petrofísicos que sustentan su volumen original.

Finalmente, la producción de aceite y gas natural es un factor significativo que disminuye las reservas de hidrocarburos y que afecta de manera directa a la reserva probada de hidrocarburos debido a que es la que se está produciendo.

Las estimaciones de reservas de hidrocarburos presentadas a lo largo de este capítulo han sido evaluadas aplicando las 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). El capítulo inicia con las regiones marinas y finaliza con las regiones terrestres, puntualizando para cada categoría de reserva a nivel de región y activos que la componen, la naturaleza de los cambios más importantes. Además, se explican con detalle los incrementos y decrementos en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente y los volúmenes originales asociados a éstos. En el caso de las actividades de exploración, aún cuando se han documentado en el capítulo 5, es necesario mencionarlos porque forman parte del balance que determina la variación del 1 de enero de 2009 al 1 de enero de 2010.

6.1 Región Marina Noreste

La intensa actividad física en exploración y desarrollo, durante 2009, resultó exitosa al descubrirse 2 nuevos campos, Chapabil y Tekel. Asimismo, la incorporación del yacimiento a nivel Jurásico en Bacab y el incremento positivo de reservas en Kayab, producto de la perforación del pozo Kayab 1A DL. Del mismo modo, ha permitido colocar al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap como el primer productor de crudo a nivel nacional.

La región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a



Figura 6.1 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

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 6.1 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.

Actualmente, la región administra 27 campos, de éstos 14 están en producción: 9 en Cantarell y 5 en Ku-Maloob-Zaap, con una producción anual durante el año 2009 de 544.9 millones de barriles de aceite y 650.6 miles de millones de pies cúbicos de gas

natural. Esta producción representa 57.4 y 25.4 por ciento, respectivamente, de la producción nacional en el año 2009. Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2010 son Kambesah y Után en Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson y Zazil-Ha en Ku-Maloob-Zaap. La figura 6.2 indica los nombres de los activos integrales que componen a la Región Marina Noreste.

Durante 2009, la Región Marina Noreste registró una producción promedio diaria de 1,492.8 miles de barriles de aceite y 1,782.5 millones de pies cúbicos de gas natural. Al igual que en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, como el más importante del país. En 2009, Akal tuvo una producción diaria de 542.9 mil barriles de aceite y 1,401.0 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a

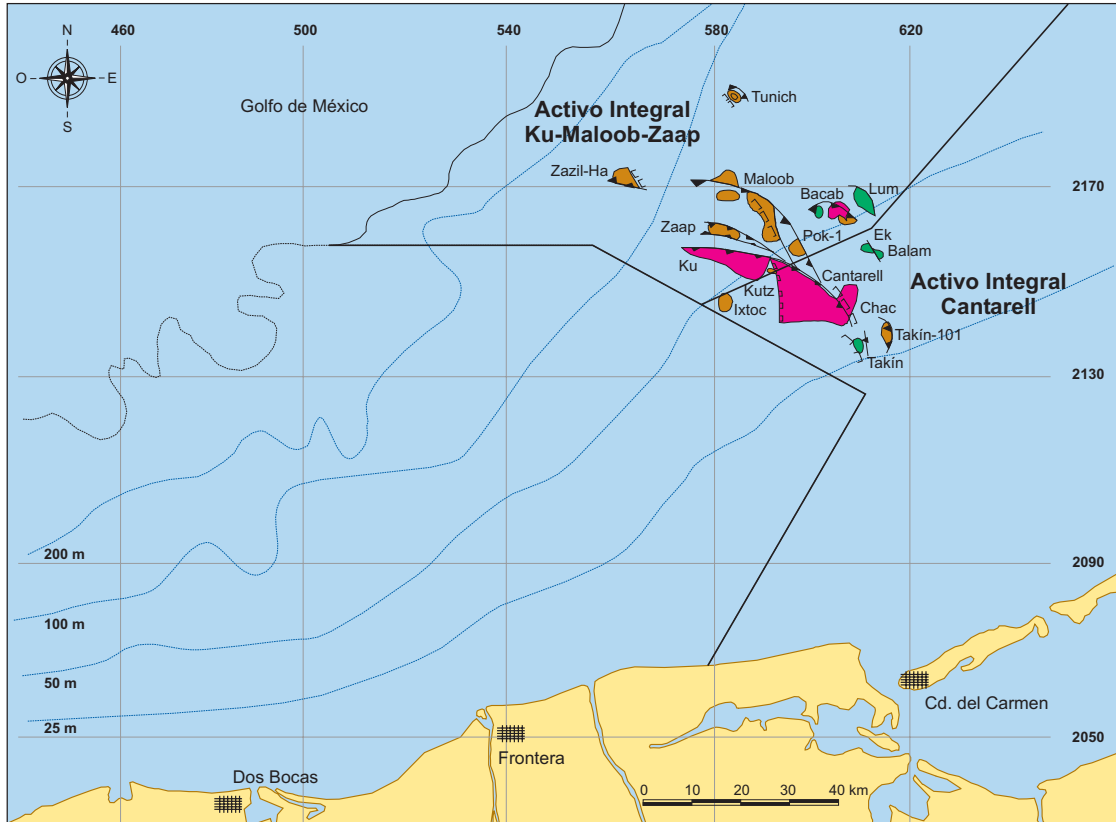


Figura 6.2 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste.

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 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 2009, la Región Marina Noreste continuará siendo, la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

6.1.1 Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2010, el volumen original probado de aceite de la región ha sido estimado en 58,496.2 millones de barriles, que representa 35.8 por ciento del volumen del país en dicha categoría, lo que se traduce en un incremento derivado de la actividad ex-

ploratoria, así como de la delimitación y el desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, el Activo Integral Cantarell contiene la mayor parte del volumen, esto es, 36,961.1 millones de barriles de aceite, lo que significa 63.2 por ciento del total de la región. En lo que corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, éste registra 21,535.1 millones de barriles de aceite, que representan 36.8 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento con respecto al año anterior, fundamentalmente por incorporación de volúmenes de yacimientos nuevos. En cuanto al volumen original probable de aceite en la Región Marina Noreste, éste alcanzó 5,580.0 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 5,286.8 millones de barriles, equivalentes a 94.7 por ciento de la región, esto como resultado de las actividades de exploración, delimitación, desarrollo

Cuadro 6.1 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2008	Total	64,920.2	26,410.4
	Probado	54,029.8	24,321.0
	Probable	2,851.8	684.0
	Posible	8,038.7	1,405.3
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

y revisión. Por otro lado, el Activo Integral Cantarell reporta 293.2 millones de barriles, lo que representa 5.3 por ciento de la región. En lo que concierne al volumen original posible de aceite tuvo una reducción con respecto a 2009 por revisión y desarrollo de campos, éste se ubicó en 5,732.0 millones de barriles, que equivalen a 9.2 por ciento del volumen nacional. El Activo Integral Cantarell contiene 507.0 millones de barriles en sus campos y el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra 5,225.0 millones de barriles. El cuadro 6.1 ilustra la evolución de los volúmenes originales de la Región Marina Noreste, tanto de aceite como de gas natural en sus diferentes categorías y para los últimos tres años.

Con respecto al volumen original probado de gas natural, en la Región Marina Noreste se estimaron 24,488.2 miles de millones de pies cúbicos. Esta cantidad representa 12.8 por ciento del total nacional. Este valor implica un incremento con respecto al reportado el año anterior, debido principalmente a los rubros de incorporación, delimitación, desarrollo y revisión. El Activo Integral Cantarell aporta 17,583.9 miles de millones de pies cúbicos que constituyen el 71.8 por ciento del volumen regional, mientras que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap aporta 6,904.4 miles

de millones de pies cúbicos, equivalentes a 28.2 por ciento de la región, lo que significa un incremento sustancial en este activo.

El volumen original probable de gas, asciende a 1,027.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa un incremento con respecto al año pasado. El 94.4 por ciento corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap y el 5.6 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 2010, la cifra regional es de 1,198.6 miles de millones

de pies cúbicos de gas, donde el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap contiene 83.8 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 16.2 por ciento complementario.

6.1.2 Evolución de las reservas

La reserva 1P o probada de aceite para la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2010 asciende a 6,091.0 millones de barriles de aceite, la cual representa el 58.5 por ciento de las reservas probadas del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra alcanza 2,872.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, representando 17.1 por ciento de las reservas probadas de gas a nivel nacional. Las reservas probables y posibles de aceite son 2,313.6 y 2,719.0 millones de barriles, cifras que representan 23.1 y 27.0 por ciento, del valor de las reservas nacionales de aceite en estas categorías. En base a los valores anteriores, las reservas 2P y 3P alcanzan 8,404.5 y 11,123.6 millones de barriles.

Para el gas natural, las reservas probables y posibles son 795.5 y 871.4 miles de millones de pies cúbicos que equivalen a 3.8 y 3.7 por ciento del total nacio-

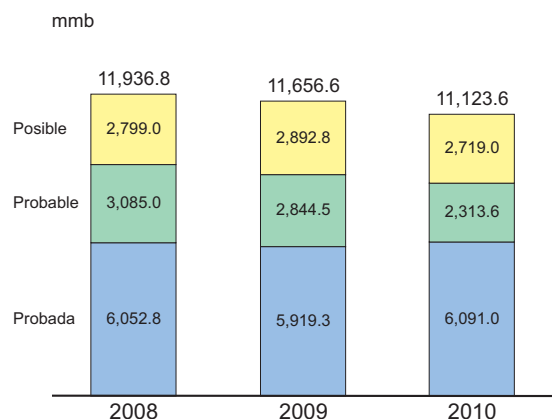


Figura 6.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

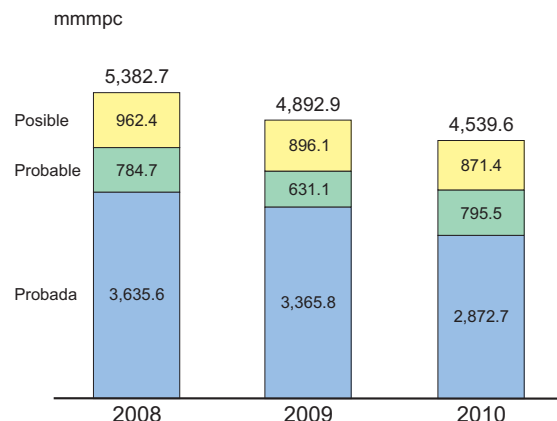


Figura 6.4 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

nal. Las reservas 2P y 3P alcanzan 3,668.2 y 4,539.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En la figuras 6.3 y 6.4 se presentan las variaciones de las reservas de aceite y gas natural para los últimos tres años.

En cuanto a las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región, éstas registran valores de 4,658.6 y 1,432.4 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzaron 2,301.9 y 570.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, las reservas probadas de aceite crudo de 6,091.0 millones de barriles de acuerdo a su densidad, están constituidas por 6,039.2 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 99.1 por ciento, 51.8 millones de ligero, contribuyendo este último con 0.9 por ciento del total probado de la región.

En lo que respecta a la reserva probada de gas natural, se tienen 2,872.7 miles de millones de pies cúbicos,

cuya composición está distribuida en reservas de gas asociado y no asociado, correspondiendo 99.5 por ciento al asociado, o 2,858.3 miles de millones de pies cúbicos, y el restante 0.5 por ciento al no asociado, equivalente a 14.4 miles de millones de pies cúbicos. Los cuadros 6.2 y 6.3 muestran la composición de las reservas 2P y 3P de aceite y gas natural.

Aceite crudo y gas natural

Al cierre del año 2009, la reserva probada de aceite de la región tuvo una variación neta positiva de 716.6 millones de barriles con respecto al año anterior. Este incremento se origina principalmente en Kayab por la perforación del pozo Kayab 1A DL, la actualización del modelo geológico-petrofísico del campo Ayatsil y por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Sihil, Maloob y Zaap, que en conjunto suman 912.6 millones de barriles

Cuadro 6.2 Composición de las reservas 2P por activo de la Región Marina Noreste.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	8,276.0	128.6	0.0	3,652.5	15.7
Cantarell	3,629.8	83.5	0.0	1,810.5	15.7
Ku-Maloob-Zaap	4,646.1	45.1	0.0	1,842.0	0.0

Cuadro 6.3 Composición de las reservas 3P por activo de la Región Marina Noreste.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	57.8
Cantarell	5,032.3	83.5	0.0	2,322.4	57.8
Ku-Maloob-Zaap	5,957.2	50.6	0.0	2,159.4	0.0

de aceite. Asimismo, se presentan decrementos por 244.2 millones de barriles de aceite generados por la revisión del comportamiento de presión-producción en los campos Akal, Balam y Lum. A nivel de campo, Akal contiene la mayor proporción de reserva probada de aceite de la región. El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra 58.3 por ciento de la reserva probada de aceite de la región, mientras que el Activo Integral Cantarell contiene el 41.7 por ciento.

Con respecto a la reserva remanente probada de gas natural, la región registra un incremento neto de 157.6 miles de millones de pies cúbicos con respecto al 1 de enero de 2009. La variación se atribuye a la perforación del pozo Kayab 1A DL, la actualización del modelo estático del campo Ayatsil y la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en los campos Sihil, Maloob y Zaap. Todo lo anterior en consecuencia permitió adicionar 244.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sin embargo, este incremento resultó afectado ligeramente por la reducción de 98.8 miles de millones de pies cúbicos en los campos Akal, Balam, Kambesah y Ku. A nivel de activo, Ku-Maloob-Zaap participa con 51.0 por ciento y Cantarell con 49.0 por ciento de las reservas probadas de gas natural de la región. Cabe mencionar que los campos Akal y Maloob contribuyen con 59.7 por ciento de la reserva regional.

A nivel región, la reserva probable de aceite crudo al 1 de enero de 2010, presenta un decremento de 530.9 millones de barriles de aceite, es decir, 18.7 por ciento menor con respecto al año anterior. En particular,

los campos Ayatsil, Maloob, Zaap y Sihil presentan decrementos por 670.0 millones de barriles de aceite, ocasionados en el primero por la actualización de su modelo estático, y en los otros campos por la reclasificación de sus reservas probables a probadas. Estos decrementos fueron compensados por el incremento de 182.1 millones de barriles de aceite logrado por incorporación de los campos Bacab a nivel Jurásico, Chapabil, Tekel, en Kayab por la perforación del pozo Kayab 1A DL y Balam por su comportamiento presión-producción. Es conveniente señalar, que el Activo Integral Cantarell concentra el 50.6 por ciento de reserva probable de la región.

La estimación de las reservas probables de gas natural de la región, al 1 de enero de 2010, presenta un incremento de 164.4 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2009. El comportamiento presión-producción de los campos Akal, Bacab, Ku y Zaap que en conjunto aumentaron 249.7 miles de millones de pies cúbicos justifican lo anterior, estos incrementos se vieron disminuidos por el decremento de 99.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de los campos Ayatsil, Maloob y Sihil. Las reservas probables de gas natural de la región se distribuyen en la siguiente forma, 52.4 por ciento en el Activo Integral Cantarell y 47.6 por ciento en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

La reserva posible de aceite de la región reportada al 1 de enero de 2010 presenta un decremento neto de 173.8 millones de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2009, y se ubica en 2,719.0 millones de barriles. El decremento en cuestión se

Cuadro 6.4 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2010.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Cantarell	1,409.0	1,033.2	800.6
	Ku-Maloob-Zaap	1,463.7	1,038.0	801.0
Probable	Total	795.5	556.4	429.6
	Cantarell	417.1	307.9	237.9
	Ku-Maloob-Zaap	378.3	248.4	191.7
Posible	Total	871.4	607.2	478.2
	Cantarell	554.0	414.9	329.8
	Ku-Maloob-Zaap	317.4	192.3	148.4

localiza principalmente en los campos Balam, Ek, Lum Maloob, con 311.7 millones de barriles, originado por su comportamiento presión-producción y la actividad exploratoria en el campo Kayab. Asimismo, se tienen incrementos por 145.0 millones de barriles de aceite producto de la incorporación de los campos Bacab a nivel Jurásico, Chapabil y Tekel. A nivel activo, 51.6 por ciento de la reserva posible de aceite de la región se concentra en el Activo Integral Cantarell y el 48.4 por ciento restante en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Por otro lado, las reservas posibles de gas natural, presentan un decremento con respecto al año anterior por 24.7 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2010 de 871.4 miles de millones de pies cúbicos. La principal variación negativa se tiene en los campos Balam y Ek, debido a la revisión de su comportamiento presión-producción, a la reclasificación de reservas en Maloob y a la actividad exploratoria en Kayab. Los campos Chapabil y Tekel incorporan 16.3 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 6.4 presenta las reservas de gas natural por activo integral estimadas al 1 de enero de 2010 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2010 en la región es 6,711.8 millones de barriles y representa el 48 por ciento del total nacional. La intensa actividad física de exploración, delimitación, desarrollo de campos, inyección de nitrógeno y el comportamiento de los campos en 2009, reflejan un incremento de 585.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los campos Ayatsil, Kayab, Maloob, Sihil y Zaap explican principalmente esta variación. En la figura 6.5 se muestra la distribución de las reservas

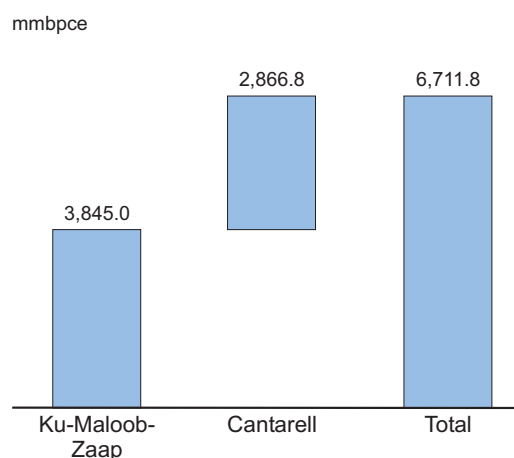


Figura 6.5 Reservas probadas al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

probadas por activo, conteniendo Ku-Maloob-Zaap 57.3 por ciento y Cantarell 42.7 por ciento.

La reserva probable al 1 de enero de 2010 asciende a 2,479.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, representando 17.4 por ciento del país. Con respecto al 1 de enero de 2009, se tiene una disminución de 497.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, ocasionada por la reclasificación de reservas probables y posibles a probadas en los campos Ayatsil, Kayab, Maloob, Sihil y Zaap. En la figura 6.6 se presenta la distribución de las reservas probables por activo, siendo Cantarell el de mayor aporte con 51.1 por ciento regional.

En referencia a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, se tienen 2,905.9 millones de barriles al 1 de enero de 2010, los cuales equivalen al 19.6 por ciento del total nacional. En la figura 6.7 se muestra la participación de los activos en las reservas posibles de petróleo crudo equivalente de la región, donde 52.7 por ciento se localiza en el Activo Integral Cantarell. Al cierre de 2009, se tiene un balance negativo por 190.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que se origina en gran parte por actualización del modelo estático de Kayab producto de la perforación del pozo Kayab 1A DL, la reclasificación de reservas posibles a probables del campo Maloob y la revisión del compor-

tamiento de los campos Akal, Balam y Ek. En lo que respecta a incrementos, la incorporación de los campos Chapabil y Tekel en conjunto explican 142.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Finalmente, las reservas totales o 3P de la región son 12,097.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2010, concentrando 28.1 por ciento del total nacional. Con respecto al año anterior, muestran un decremento del 0.2 por ciento, es decir, 102.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En la figura 6.8 se presentan los elementos de cambio en la reserva total o 3P de la Región Marina Noreste.

Relación reserva-producción

Para la Región Marina Noreste, la relación reserva probada-producción es de 11.4 años, considerando una producción constante de 586.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por otra parte, para el caso de la reserva probada más probable (2P), el número de años asciende a 15.7 años, mientras que usando la reserva (3P) el resultado es 20.6 años.

En particular, si consideramos que la producción del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap en el periodo anterior fue 316.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la de Cantarell de 269.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, su relación

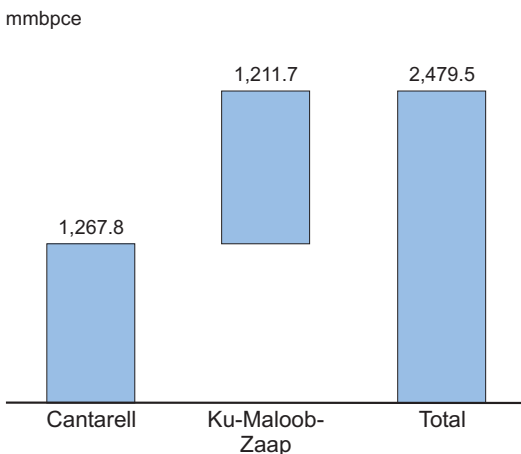


Figura 6.6 Reservas probables al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

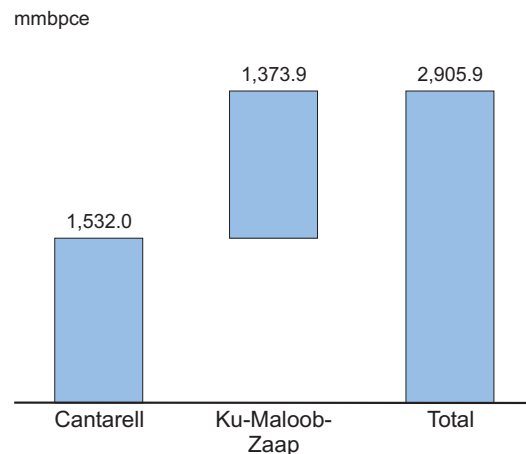


Figura 6.7 Reservas posibles al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

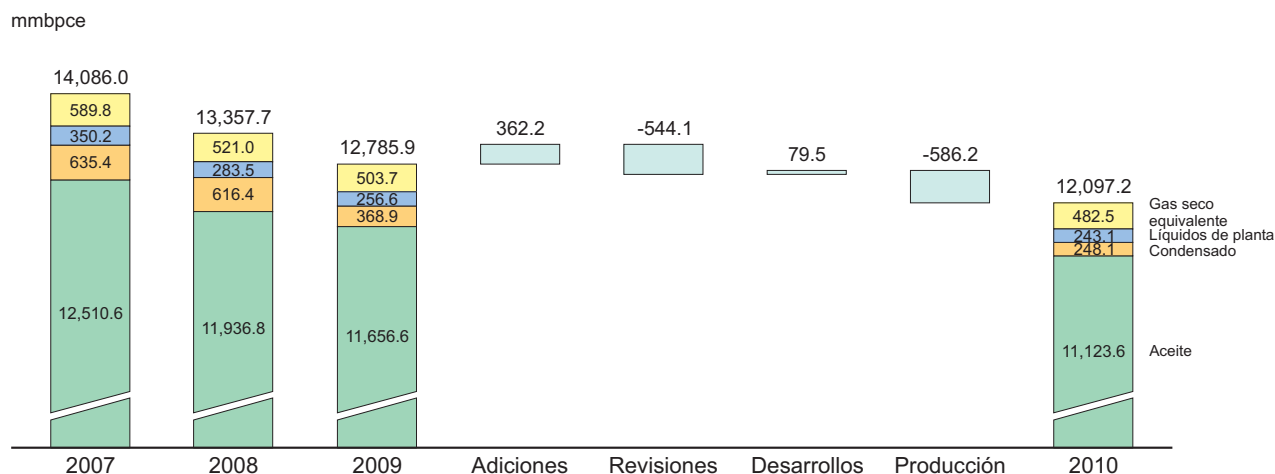


Figura 6.8 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

reserva-producción es de 12.1 y 10.6 años, respectivamente. La producción de 808.0 miles de barriles diarios colocan al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap como el primer productor de aceite a nivel nacional, esto como resultado de las actividades de desarrollo y mantenimiento de presión del yacimiento mediante la inyección de nitrógeno. Asimismo, ha permitido la reclasificación de reservas de probables a probadas.

El Activo Integral Cantarell tiene una relación reserva-producción probada más probable (2P) de 15.3 años.

La relación reserva-producción se incrementa para las reservas totales (3P) a 21.0 años. La relación reserva-producción probada más probable (2P) para el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap es de 16.0 años, mientras que para la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 20.3 años.

Reservas por tipo de fluido

En el cuadro 6.5 se presenta la evolución que han tenido las reservas los últimos tres años en la Región

Cuadro 6.5 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite	Condensado	Líquidos de planta	Gas seco	Total
		mmb	mmb	mmb	mmbpce	mmbpce
2008	Total	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7
	Probada	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6
	Probable	3,085.0	98.6	37.9	68.6	3,290.2
	Posible	2,799.0	110.3	44.8	88.7	3,042.9
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



Figura 6.9 La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud continental del Golfo de México.

Marina Noreste por tipo de fluido, en las categorías probada, probable y posible. La reserva remanente probada asciende a 6,711.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y está constituida por 90.7 por ciento de aceite crudo, 2.3 de condensado, 2.3 de líquidos en planta y 4.6 de gas seco equivalente a líquido.

Los 2,479.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la reserva probable se conforman de la siguiente manera, 93.3 por ciento de aceite crudo, 1.6 por ciento son condensados, 1.7 por ciento son líquidos de planta y 3.3 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible alcanza 2,905.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De ésta, 93.6 por ciento es aceite crudo, 1.8 son condensados, 1.5 son líquidos en planta y 3.2 es gas seco equivalente a líquido.

6.2 Región Marina Suroeste

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

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

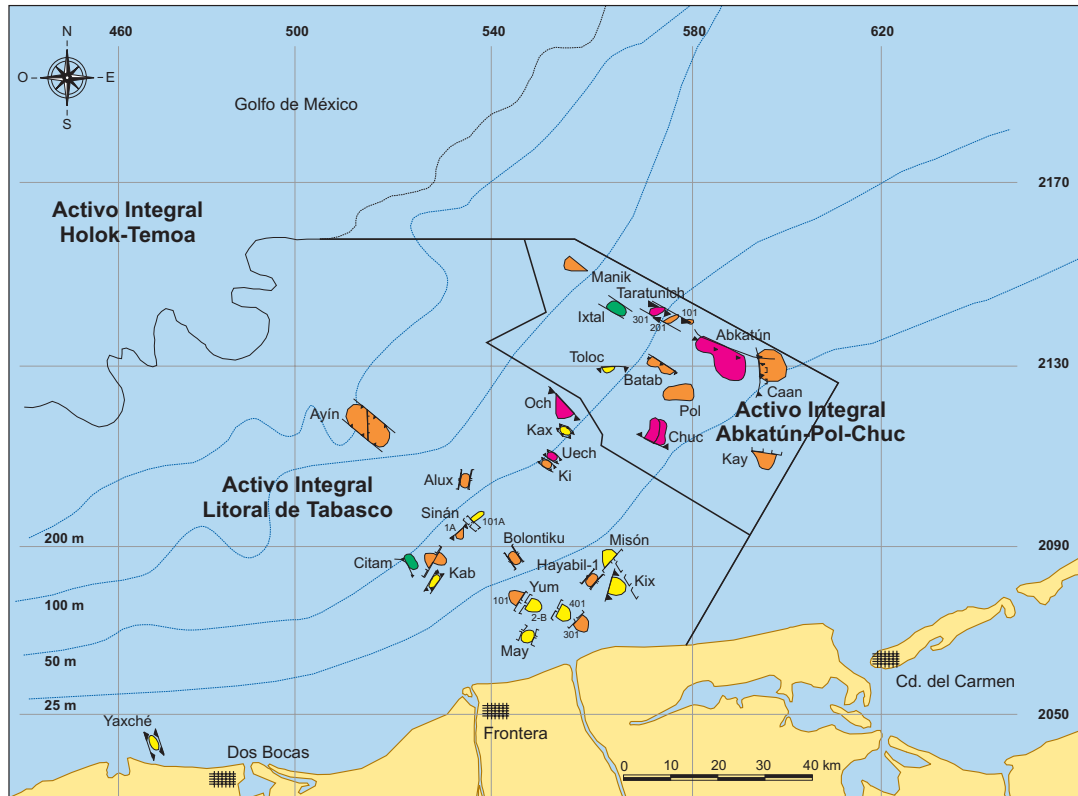


Figura 6.10 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Suroeste.

aguas territoriales nacionales, como se aprecia en la figura 6.9.

Al 1 de enero de 2010, los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa conforman la estructura organizacional de la Región Marina Suroeste. Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina más allá de la isobata de 500 metros, se orientaron en años recientes a la conformación del Activo Integral Holok-Temoa, cuya creación se llevó a cabo en años recientes. 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 6.10 muestra su ubicación geográfica.

Actualmente la región administra 68 campos con reservas remanentes, 21 de los cuales registran, al

1 de enero de 2010 producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Los campos que se han explotado en la región representan 30.9 por ciento. De acuerdo a esta relación, existe un importante potencial por desarrollar en la zona marina perteneciente a la Región Marina Suroeste.

La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2009, promedió 517.6 miles de barriles y 1,111.5 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 188.9 millones de barriles de aceite y 405.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 19.9 y 15.8 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La actividad exploratoria durante el año 2009, resultó exitosa al descubrirse dos nuevos campos, Xux y Leek, además de incorporarse yacimientos adicionales en campos ya existentes.

6.2.1 Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2010, el volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste es 17,683.9 millones de barriles, lo cual representa 10.8 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 14,257.4 millones de barriles de aceite, es decir, 80.6 por ciento del total. Por otro lado, el Activo Integral Litoral de Tabasco registra 3,426.5 millones de barriles de aceite, o sea 19.4 por ciento del volumen regional. Por su parte el Activo Integral Holok-Temoa, administra los campos Lakach, Lalail y Noxal, que contienen únicamente yacimientos de gas no asociado. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite, estos ascienden a 3,383.5 y 5,424.3 millones de barriles, equivalentes a 4.2 y 7.5 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco con el 65.5 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,214.8 millones de barriles, como resultado de las actividades de incorporación exploratoria de nuevos yacimientos, desarrollo y revisión. Por otra parte, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc concentra 34.5 por ciento del volumen original probable re-

gional, que representa 1,168.7 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 5,424.3 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 4,272.3 millones de barriles corresponden a los campos del Activo Integral Litoral de Tabasco, y 1,152.0 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 2010 se tienen 22,168.6 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 11.6 por ciento del total nacional. El 65.9 por ciento regional corresponde al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 14,606.9 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones. Adicionalmente, 7,133.2 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo Integral Litoral de Tabasco, y equivalen a 32.2 por ciento de la región. El 1.9 por ciento restante corresponde al Activo Integral Holok-Temoa, concretamente al campo Lakach. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 5,826.4 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 67.3 por ciento del volumen original probable de la regional corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco, 17.0 por ciento al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, y el 15.6 por ciento a Holok-Temoa. Para el caso de volúmenes posibles, estos se ubican en 10,605.6 miles de millones de pies cúbicos de gas. El Activo Integral Litoral de Tabasco engloba 74.5 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los campos de Holok-Temoa concentran 21.8 por ciento y el 3.6 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc. Es importante mencionar que durante 2009,

Cuadro 6.6 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2008	Total	24,163.4	31,161.6
	Probado	16,625.7	19,652.2
	Probable	3,328.2	4,621.8
	Posible	4,209.6	6,887.6
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

existieron importantes descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada principalmente en el Activo Integral Litoral de Tabasco y Holok-Temoa, lo que ocasionó incrementos de los volúmenes originales. El cuadro 6.6 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2008 a 2010.

6.2.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2010 para la Región Marina Suroeste ascienden a 1,169.9 millones de barriles, lo que representa 11.2 por ciento de la reserva probada del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra asciende a 3,593.7 miles de millones de pies cúbicos, representando 21.4 por ciento de la reserva probada de gas a nivel nacional.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 936.3 y 1,445.3 millones de barriles, contribuyendo con 9.3 y 14.4 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,106.1 y 3,551.4 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 2,961.7 y 5,671.5

miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a 14.3 y 23.9 por ciento del total nacional en dichas categorías. Como resultado de lo anterior, las reservas 2P y 3P alcanzan 6,555.4 y 12,226.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En las figuras 6.11 y 6.12 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 647.8 y 522.0 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,614.5 y 1,979.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite crudo de la región es 1,169.8 millones de barriles, y está constituida, en función de su densidad, por 113.2 millones de barriles de aceite pesado, equivalente a 9.7 por ciento de la reserva, 766.4 millones de barriles de aceite ligero ó 65.5 por ciento, y 290.1 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 24.8 por ciento del total probado de la región. En lo referente a la reserva probada de gas natural de 3,593.7 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 45.0 por ciento ó 1,618.1 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 55.0 por ciento de gas no asociado, equivalente a 1,975.6 miles de millones de pies cúbicos. Los cuadros 6.7 y 6.8 presentan la composición de las reservas 2P y 3P de aceite y gas natural. Es importante señalar que el valor reportado del gas no

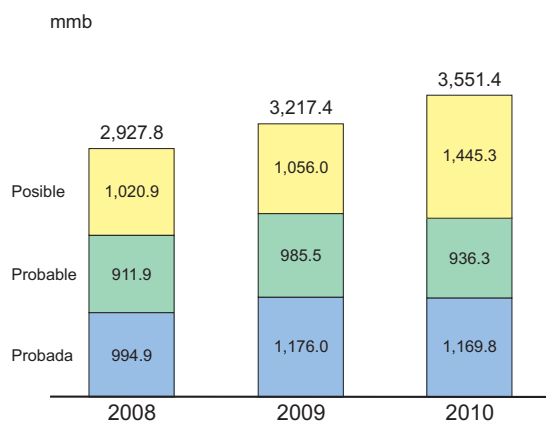


Figura 6.11 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

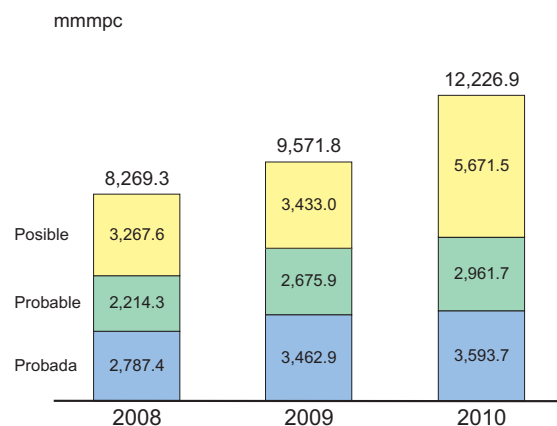


Figura 6.12 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

Cuadro 6.7 Composición de las reservas 2P por activo de la Región Marina Suroeste.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	332.3	1,242.8	531.1	2,368.2	4,187.2
Abkatún-Pol-Chuc	128.7	678.3	41.4	1,365.0	251.4
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	915.3
Litoral de Tabasco	203.6	564.5	489.7	1,003.2	3,020.5

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 2010, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,169.8 millones de barriles, de los cuales 559.6 millones ó 47.8 por ciento se ubican en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 610.2 millones de barriles de aceite, es decir 52.2 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 182.7 millones de barriles, con respecto a la reportada el 1 de enero de 2009. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 163.1 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación positiva de 19.7 millones de barriles con

respecto al año anterior. A nivel de activo integral, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 107.7 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada 98.1 millones, mientras que a la reserva no desarrollada le corresponden 9.6 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 2010 por 75.1 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 65.0 millones de barriles y 10.1 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 incorporación de yacimientos nuevos, desarrollo de campos y revisión.

Al 1 de enero de 2010, las reservas probadas de gas natural ascienden a 3,593.7 miles de millones de pies

Cuadro 6.8 Composición de las reservas 3P por activo de la Región Marina Suroeste.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	8,964.3
Abkatún-Pol-Chuc	251.1	727.7	47.1	1,438.4	286.2
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	2,542.8
Litoral de Tabasco	488.8	1,050.3	986.3	1,824.2	6,135.4

cúbicos, concentrándose 1,264.0 miles de millones de pies cúbicos en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 2,021.1 miles de millones de pies cúbicos, y los restantes 308.6 miles de millones pertenecen a Holok-Temoa.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto por 536.5 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al 1 de enero de 2009. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 415.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y 121.0 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 232.7 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 303.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 205.6 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación positiva por 98.2 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 yacimientos nuevos, desarrollo, y revisiones.

La reserva probable de aceite crudo de la región, al 1 de enero de 2010, presenta un decremento de 49.2 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc registró un decremento de 55.1 millones de barriles de aceite, valor que al combinarse con el incremento en el Activo Integral Litoral de Tabasco por 6.0 millones de barriles, explican la variación negativa antes citada. Básicamente la actividad exploratoria permitió incorporar volúmenes de reservas por 49.8 millones de barriles de aceite, en los campos Tsimin y Xux. Sin embargo, en los rubros de delimitación, desarrollo y

revisión, se tuvieron decrementos que cuantificaron 98.9 millones de barriles, que contrarrestaron los resultados positivos de la actividad exploratoria. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2010, asciende a 936.3 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 285.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con respecto a la cifra reportada al 1 de enero del año anterior. Esta variación se compone por el decremento registrado en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc de 84.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el incremento en Litoral de Tabasco por 370.7 miles de millones de pies cúbicos. La reducción principal se sitúa en Ixtal perteneciente al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, por reclasificación de reservas probables a probadas debido al desarrollo del campo, lo que se traduce en más de 112.2 miles de millones de pies cúbicos. En contraparte, Abkatún, Chuc y Taratunich, registraron incrementos por revisión, que ascendieron a 29.9 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, no pudieron contrarrestar las variaciones negativas mencionadas anteriormente. Asimismo, las variaciones positivas en el Activo Integral Litoral de Tabasco registraron 370.7 miles de millones de pies cúbicos. Las incorporaciones, producto de la actividad exploratoria se tuvieron en los campos Tsimin, y Xux, que en conjunto cuantificaron 371.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Al 1 de enero de 2010, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,445.3 millones de barriles y 5,671.5 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación positiva por 389.4 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2009. En esta categoría, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presenta un incremento por 1.4 millones de barriles, básicamente por revisión. Adicionalmente, en esta categoría el Activo Integral Litoral de Tabasco registra un incremento por 387.9 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en los descu-

Cuadro 6.9 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2010.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Abkatún-Pol-Chuc	1,264.0	1,009.2	774.8
	Holok-Temoa	308.6	308.6	273.1
	Litoral de Tabasco	2,021.1	1,761.6	1,377.7
Probable	Total	2,961.7	2,662.0	2,195.9
	Abkatún-Pol-Chuc	352.4	273.6	208.9
	Holok-Temoa	606.7	606.7	536.9
	Litoral de Tabasco	2,002.6	1,781.8	1,450.2
Posible	Total	5,671.5	5,143.7	4,298.5
	Abkatún-Pol-Chuc	108.1	79.2	60.5
	Holok-Temoa	1,627.5	1,627.5	1,488.5
	Litoral de Tabasco	3,935.9	3,436.9	2,749.6

brimientos de Tsimin, Ichalkil y Xux, así como por el desarrollo y revisión en Xanab y Yaxché.

En lo concerniente a la reserva posible de gas natural de la región, ésta reporta una variación positiva de 2,238.5 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, registra un incremento de 3.5 miles de millones de pies cúbicos. Por su parte, el Activo Integral Litoral de Tabasco tuvo un incremento por 2,122.3 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 2,017.4 miles de millones de pies cúbicos, en los campos Tsimin, Ichalkil y Xux. El cuadro 6.9 muestra las reservas de gas natural por activo en sus diferentes categorías, incluyéndose el gas entregado a planta y el gas seco.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada al 1 de enero de 2010 asciende a 1,891.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa

13.5 por ciento del total nacional. Con relación al 1 de enero de 2009, la reserva presenta una variación neta positiva que asciende a 267.4 millones de barriles. De acuerdo a la figura 6.13, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc contiene 42.6 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 806.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 140.6 millones de barriles con respecto al año anterior. Estos incrementos básicamente se deben a revisiones en los

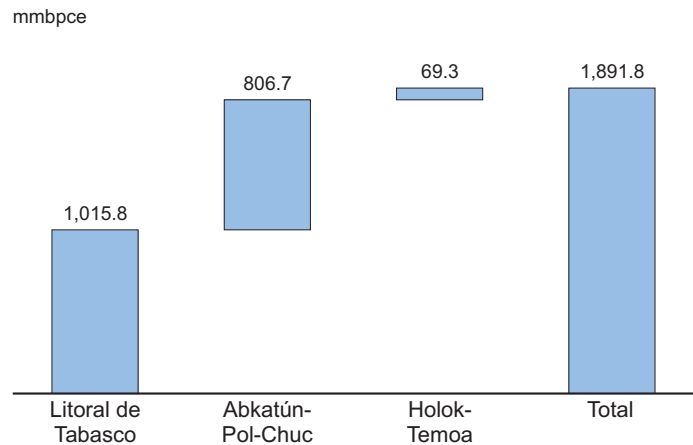


Figura 6.13 Reservas probadas al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

campos Ixtal, Chuc, Caan, y Taratunich por 96.3, 23.1, 14.4 y 4.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Por otra parte, el Activo Integral Litoral de Tabasco concentra 53.7 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente de la región, es decir, 1,015.8 millones de barriles, mientras que el restante 3.7 por ciento lo concentra el Activo Integral Holok-Temoa. En el Activo Integral Litoral de Tabasco se presentaron incrementos que totalizan 127.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por la incorporación de 110.1 millones de barriles de reservas en Xux, y revisión en los campos Och, Uech, y Kax que registraron en conjunto 18.1 millones de barriles.

La reserva probable de la región al 1 de enero de 2010 cuantifica un volumen de 1,529.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 10.7 por ciento de las reservas del país en esta categoría. La figura 6.14 presenta la distribución de las reservas a nivel activo integral. Este volumen de reservas muestra un decremento con relación al reportado al 1 de enero de 2009. Dicho decremento cuantifica 7.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presentaron decrementos por un total de 76.5 millones de barriles. La restante variación positiva, se localiza básicamente en el Activo Integral Litoral de Tabasco, como resultado de los descubrimientos, desarrollos y revisiones.

Al 1 de enero de 2010, la reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente ascendió a 2,589.5 millones de barriles, como se muestra en la figura 6.15. Este volumen representa 17.4 por ciento de la cifra nacional respectiva. Así, a la fecha indicada se presenta un incremento por 830.9 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo integral, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un incremento por

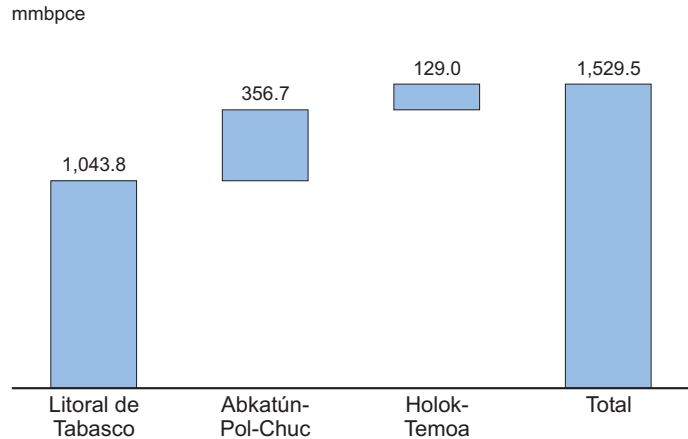


Figura 6.14 Reservas probables al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

1.1 millones de barriles. En cuanto al Activo Integral Litoral de Tabasco, éste registró una variación positiva que asciende a 809.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La actividad exploratoria culminó con los descubrimientos de los yacimientos nuevos en los campos Ichalkil, Tsimin, y Xux por 50.1, 419.3, y 208.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Asimismo, en los rubros de desarrollo y revisiones también se tuvieron incrementos que en conjunto ascendieron a 140.3 millones. Por otra parte, y como resultado de la delimitación en Ichalkil, se presentaron decrementos por 8.2 millones, que no fueron suficientes para contrarrestar los resultados positivos antes citados por incorporaciones, desarrollos y revisiones.

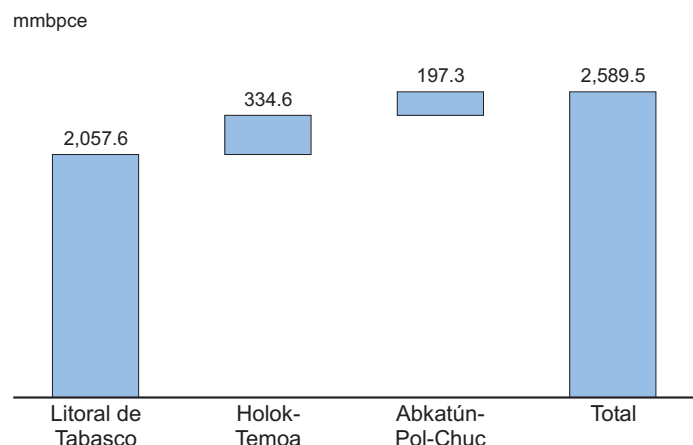


Figura 6.15 Reservas posibles al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

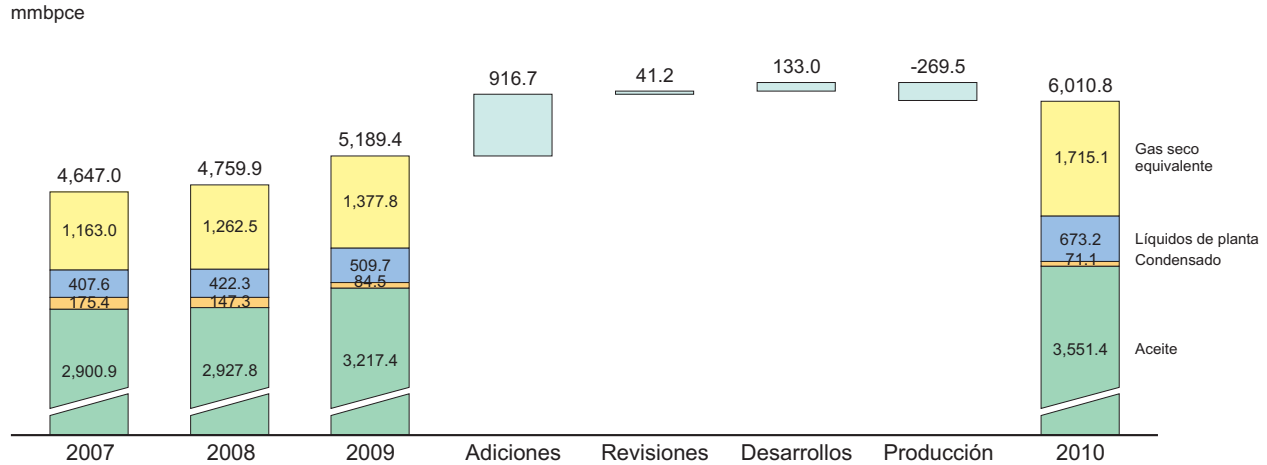


Figura 6.16 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Suroeste.

La figura 6.16 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2010 y su comparación respecto a los años 2007 a 2009.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Suroeste es de 7.0 años, considerando una producción constante de 269.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la

reserva probada más probable, la relación resulta de 12.7 años, mientras que utilizando la reserva 3P es de 22.3 años. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presenta el menor valor de esta relación con 5.3 años, utilizando la reserva probada, en tanto que para el Activo Integral Litoral de Tabasco resulta de 8.7 años.

Considerando las reservas 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 7.6 y 17.7 años para los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de

Cuadro 6.10 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
2008	Total	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9
	Probada	994.9	61.2	176.7	397.3	1,630.1
	Probable	911.9	40.9	115.3	336.6	1,404.7
	Posible	1,020.9	45.2	130.4	528.6	1,725.1
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

Tabasco, respectivamente. En el caso de las reservas 3P o totales, los valores son 8.9 años para el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc y 35.4 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 6.10 referidas al 1 de enero de los años 2008 a 2010, para las respectivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2009 de 1,891.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 61.8 por ciento de aceite crudo, 1.6 por ciento de condensado, 11.9 por ciento de líquidos de planta y 24.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 1,529.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 61.2 por ciento de aceite crudo, 0.9 por ciento de condensado, 10.2 por ciento

de líquidos de planta y 27.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente asciende a 2,589.5 millones de barriles y está distribuida en 55.8 por ciento de aceite crudo, 1.0 por ciento de condensado, 11.2 por ciento de líquidos de planta y 31.9 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

6.3 Región Norte

La región se localiza al Norte de la República Mexicana y comprende 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el Río Tesechoacán, localizado al Sur de Estado de Veracruz, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico, figura 6.17.



Figura 6.17 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina.



Figura 6.18 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Norte.

La región está constituida por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, como se muestra en la figura 6.18. Las actividades de dichas unidades de negocios se enfocan al desarrollo de los campos y a la optimización de su explotación. Aunado a lo anterior, las actividades de incorporación de reservas y evaluación del potencial corresponden al Activo Regional de Exploración.

Al igual que en años anteriores, al 1 de enero del 2010, la región continúa ocupando la primera posición en la producción de gas natural. Asimismo, es la región donde se ejecuta la mayor parte de las actividades a nivel nacional en lo que se refiere a desarrollo de campos. Además, la Región Norte se mantiene a nivel nacional como la más importante en lo que concierne a reservas probables y posibles, tanto de aceite como de gas natural.

La Región Norte produjo en 2009, 34.1 millones de barriles de aceite y 926.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras significan, a nivel

nacional, 3.6 y 36.1 por ciento de las producciones de aceite y gas natural, respectivamente. Además, en lo que respecta a la producción de gas natural en el contexto nacional del año anterior, la región se colocó nuevamente en la primera posición al promediar 2,537.1 millones de pies cúbicos diarios. Esto como resultado de las perforaciones de desarrollo efectuadas en la región, destacando de manera particular la Cuenca de Burgos, donde 386 pozos fueron perforados.

Por lo que toca a los descubrimientos logrados como parte de las actividades exploratorias efectuadas en 2009, se registraron adiciones de reservas de gas no asociado en el Activo Integral Burgos, destacando el campo Cougar como el mayor descubrimiento a nivel regional.

6.3.1 Evolución de los volúmenes originales

Los volúmenes originales en términos de aceite crudo y gas natural, al 1 de enero del presente año,

se muestran en el cuadro 6.11, incluyendo los dos años anteriores para ilustrar su evolución. Por tanto, al 1 de enero de 2010 el volumen probado de aceite de la Región Norte asciende a 49,717.5 millones de barriles, en tanto que el de gas natural es de 73,743.0 miles de millones de pies cúbicos. Estos volúmenes representan 30.4 y 38.4 por ciento de los totales de aceite y gas natural a nivel nacional. En un contexto regional, 55.4 por ciento del volumen original probado de crudo corresponde al Activo Integral Poza Rica-Altamira, 42.8 por ciento se asocia al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y 1.8 por ciento se localiza en campos de los activos integrales Burgos y Veracruz. En cuanto al volumen original probado de gas natural, 58.5 por ciento se ubica en el Activo Integral Poza Rica-Altamira, 23.6 por ciento corresponde al Activo Integral Burgos, 10.4 por ciento al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y 7.5 por ciento se ubica en campos del Activo Integral Veracruz.

Por lo que toca a los volúmenes originales probables de aceite y gas natural, éstos ascienden a 66,994.1 millones de barriles y 30,152.0 miles de millones de pies cúbicos, es decir, 85.4 y 73.3 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. Regionalmente, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo concentra,

al igual que en el año 2008, prácticamente la totalidad del volumen original probable de aceite, y su volumen de gas natural significa 88.6 por ciento, seguido del Activo Integral Burgos con 8.1 por ciento, en tanto que el Activo Integral Poza Rica-Altamira acumula el restante 3.3 por ciento.

Al 1 de enero de 2010, los volúmenes originales posibles de la Región Norte ascienden a 49,948.9 millones de barriles de aceite y 34,184.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas acumulaciones representan a nivel nacional 79.9 y 71.6 por ciento, respectivamente. En un contexto regional, 98.4 por ciento del volumen original de aceite se ubica en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, en tanto que para el gas natural al activo en cuestión le corresponde 58.5 por ciento y al Activo Integral Poza Rica-Altamira 32.8 por ciento. El porcentaje remanente, es decir, 8.7 por ciento se concentra en los activos integrales Burgos y Veracruz.

En lo que se refiere al volumen original probado de gas natural asociado de la Región Norte, su valor al 1 de enero de 2010 es de 51,564.4 miles de millones de pies cúbicos, y el volumen original de gas no asociado resulta de 22,178.6 miles de millones de pies cúbicos. Específicamente, para el gas asociado, 50,573.5 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de aceite y 990.9 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas húmedo asociado. Por lo que respecta al gas no asociado, 12,760.4 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de gas húmedo, 9,098.6 miles de millones de pies cúbicos se localizan en yacimientos de gas seco y 319.6 miles de millones de pies cúbicos se relacionan a yacimientos de gas y condensado.

Referente al volumen original probable de gas natural, la cifra para gas asociado asciende a 26,899.6 miles de millones de

Cuadro 6.11 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2008	Total	165,934.0	123,418.8
	Probado	41,176.5	66,792.6
	Probable	76,576.8	33,279.3
	Possible	48,180.7	23,346.9
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

pies cúbicos, en tanto que 3,252.4 miles de millones de pies cúbicos corresponden a gas no asociado. En particular, para el gas asociado, 26,848.1 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de aceite y 51.5 miles de millones de pies cúbicos se localizan en yacimientos de gas asociado libre. En lo concerniente al volumen de gas no asociado, 2,195.6 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de gas húmedo, 1,015.9 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas seco y 41.0 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas y condensado.

Por último, el volumen original posible de gas natural al 1 de enero del presente año está conformado por 31,056.1 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado y 3,128.0 miles de millones de gas no asociado. Para el primero, 31,025.7 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de aceite y 30.4 corresponden a yacimientos de gas asociado libre. Para el gas no asociado, 2,077.0 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de gas húmedo, 1,023.9 en yacimientos de gas seco y 27.0 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

Al 1 de enero de 2010, la Región Norte presenta un incremento en su volumen original probado de aceite crudo de 8,125.2 millones de barriles en relación al año anterior, como consecuencia de la reclasificación a reserva probada realizada en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, específicamente en los campos Corralillo, Furbero, Horcones, Tlacolula y Tajín.

Referente al volumen original probado de gas natural, a nivel regional también se presenta un incremento de 7,079.4 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al 1 de enero del año anterior. Esta situación ocurrió principalmente en los activos Aceite Terciario del Golfo y Veracruz, específicamente en los campos

Tajín, Tlacolula, Miquetla, Horcones y Tenexcuila, para el primero, y Cauchy en el segundo caso.

En lo que concierne a los volúmenes originales probables de aceite y gas natural de la Región Norte, se registran sendas reducciones de 5,901.4 millones de barriles y 2,424.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, en relación al año anterior. Esto se presenta principalmente en los activos Poza Rica Altamira y Aceite Terciario del Golfo, en el caso del aceite, y esta última unidad de negocios junto con el Activo Integral Veracruz para el gas natural, todo lo anterior como consecuencia de las actividades de desarrollo de campos y reclasificaciones.

Respecto a los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural, a nivel regional se registra una reducción de 1,803.9 millones de barriles y un incremento por 9,523.7 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Ambos casos se presentan principalmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, para el aceite por la reclasificación a reserva probada y en el segundo rubro por la reclasificación de reserva probable a posible.

6.3.2 Evolución de las reservas

La Región Norte presenta, al 1 de enero del presente año, un volumen de reserva probada de aceite de 613.6 millones de barriles, de los cuales 275.0 se ubican en la reserva probada desarrollada y 338.6 millones de barriles en la reserva probada no desarrollada. Asimismo, las reservas probables y posibles registran 6,077.6 y 5,392.0 millones de barriles de aceite, respectivamente. De esta forma, las reservas 2P y 3P son 6,691.1 y 12,083.1 millones de barriles. Respecto a la reserva probada de gas natural, su volumen es de 3,866.8 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo 2,683.9 miles de millones a la reserva probada desarrollada y 1,182.9 miles de millones de pies cúbicos a la no desarrollada. En particular, 1,009.8 miles de millones de pies cúbicos de

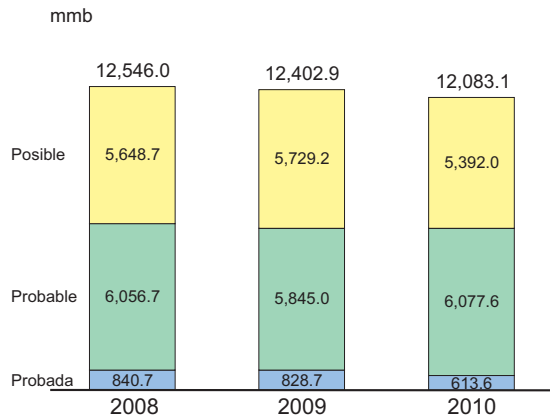


Figura 6.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

la reserva probada de gas natural corresponden a gas asociado, en tanto que 2,857.0 miles de millones de pies cúbicos se refieren a gas no asociado. Respecto a las reservas probable y posible de gas natural, sus valores ascienden 15,232.9 y 16,223.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. De esta forma, las reservas 2P y 3P son 19,099.7 y 35,323.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Las figuras 6.19 y 6.20 ilustran la evolución histórica para los últimos tres años de las reservas probadas, probables y posibles de aceite y gas natural, en tanto que los cuadros 6.12 y 6.13 muestran la composición de las reservas 2P y 3P a nivel activo y por tipo de fluido.

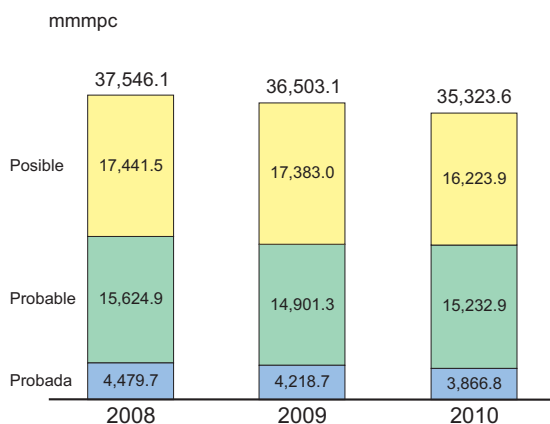


Figura 6.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

La Región Norte, al 1 de enero de 2010, concentra 5.9 por ciento de la reserva probada de aceite a nivel nacional, en tanto que a nivel regional 58.4 por ciento se localiza en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, el Activo Integral Poza Rica-Altamira acumula 40.1 por ciento y el porcentaje restante, es decir, 1.5 por ciento corresponde al Activo Integral Veracruz. Respecto a la reserva probada de gas natural, 23.0 por ciento del total nacional se ubica en la Región Norte. De este volumen, regionalmente al Activo Integral Burgos le corresponde 49.5 por ciento, seguido de los activos integrales Veracruz y Aceite Terciario del Golfo con 23.3 y 15.8 por ciento, respectivamente, y en la última posición el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 11.4 por ciento.

En lo que concierne a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural, sus volúmenes significan a nivel nacional 3.7 y 25.3 por ciento, respectivamente. Regionalmente, los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira acumulan 97.4 por ciento de la reserva, en tanto que el Activo Integral Veracruz registra 2.6 por ciento. Respecto a la reserva probada desarrollada de gas natural, el Activo Integral Burgos concentra 51.3 por ciento, seguido del Activo Integral Veracruz con 32.1 por ciento, en tanto que a los activos Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo les corresponden 10.7 y 5.9 por ciento, respectivamente.

Respecto a la reserva probada no desarrollada de aceite, 11.1 por ciento del total nacional se ubica en la región, mientras que para el gas natural el porcentaje correspondiente es de 19.1 por ciento. En un contexto regional, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo posee 79.5 por ciento de la reserva, en tanto que el Activo Integral Poza Rica-Altamira concentra 19.9 por ciento y el porcentaje restante se ubica en el Activo Integral Veracruz. Asimismo, 45.5 por ciento de la reserva probada no desarrollada de gas natural se ubica en el Activo Integral Burgos, seguido de los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira con 38.2 y 12.9 por ciento, respectiva-

Cuadro 6.12 Composición de las reservas 2P por activo de la Región Norte.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	2,393.9	3,305.6	991.6	14,790.9	4,308.8
Aceite Terciario del Golfo	2,187.3	2,977.7	989.5	14,153.8	0.0
Burgos	0.0	0.0	0.0	12.4	2,904.9
Poza Rica-Altamira	192.1	327.9	2.1	599.3	471.3
Veracruz	14.5	0.0	0.0	25.3	932.6

mente. Al final se coloca el Activo Integral Veracruz con 3.4 por ciento.

Al 1 de enero de 2010, las reservas probables de aceite y gas natural de la Región Norte significan a nivel nacional 60.7 y 73.6 por ciento, respectivamente. El Activo Integral Aceite Terciario del Golfo acumula 95.4 por ciento de la reserva probable de aceite de la región, mientras el Activo Integral Poza Rica-Altamira registra 4.5 por ciento. En relación a la reserva de gas natural, también el primer activo posee el mayor porcentaje de la región con 88.9 por ciento, seguido de los activos integrales Burgos y Poza Rica-Altamira con 6.6 y 4.1 por ciento, respectivamente, y del Activo Integral Veracruz con 0.4 por ciento.

Referente a las reservas posibles de aceite y gas natural de la región, éstas representan en el plano nacional 53.6 y 68.4 por ciento, respectivamente. De manera similar a la categoría anterior, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, el cual comprende la totalidad de

los campos del Paleocanal de Chicontepec, acumula los mayores porcentajes regionales de las reservas posibles de aceite y gas natural con 97.3 y 88.9 por ciento.

Las reservas 3P de aceite y gas, es decir, la suma de las reservas probadas, probables y posibles, de la Región Norte al 1 de enero del presente año ascienden a 12,083.1 millones de barriles y 35,323.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. A nivel nacional, los volúmenes anteriores representan 39.6 y 57.7 por ciento. El mayor porcentaje de la reserva 3P de aceite de la Región Norte corresponde al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 94.3 por ciento, es decir, 11,399.7 millones de barriles. De la misma forma, el citado activo posee el mayor porcentaje de la reserva 3P de gas natural al registrar 80.9 por ciento, mientras que el Activo Integral Burgos se coloca en la segunda posición con 12.1 por ciento, seguido de los activos Poza Rica-Altamira y Veracruz con 4.0 y 3.1 por ciento.

Cuadro 6.13 Composición de las reservas 3P por activo de la Región Norte.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	5,825.0
Aceite Terciario del Golfo	3,692.0	6,061.5	1,646.2	28,580.3	0.0
Burgos	0.0	0.0	0.0	14.9	4,246.0
Poza Rica-Altamira	222.2	439.3	3.5	806.3	595.4
Veracruz	18.5	0.0	0.0	97.2	983.6

Aceite crudo y gas natural

Las actividades de desarrollo de campos efectuadas en la Región Norte a lo largo del año 2009 y reflejadas en la terminación de 866 pozos productores, se tradujeron en las variaciones de reservas de aceite y gas natural indicadas a continuación.

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2010 presenta una reducción neta de 181.1 millones de barriles con respecto al año anterior. Dicho decremento, aunado a la producción anual de 34.1 millones de barriles, así como a los resultados de las actividades de desarrollo, principalmente en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, y en el campo Poza Rica del Activo Integral Poza Rica-Altamira, condujeron al volumen de reserva probada de aceite antes indicado. La diferencia anterior fue compensada de manera parcial con los incrementos registrados en los campos Furbero del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y Ebano-Chapacao del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

Respecto a la reserva probada de gas natural, se registra un incremento neto de 574.1 miles de millones de pies cúbicos, lo cual se debe a los resultados tanto de las actividades exploratorias como de desarrollo de campos y revisiones; en el primer rubro se tiene la adición de 114.8 miles de millones de pies cúbicos, destacando el campo Cougar del Activo Integral Burgos que contribuye con 42.7 por ciento de este volumen, en tanto que en el concepto de desarrollo sobresalen los incrementos logrados en los campos Cauchy del Activo Integral Veracruz y los campos Forastero y Nejo del Activo Integral Burgos, los cuales en conjunto suman 302.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Respecto a las revisiones, destaca el campo Papán del Activo Integral Veracruz, el cual presenta un incremento de 86.5 miles de millones de pies cúbicos.

Las reservas probables de la Región Norte al 1 de enero de 2010 ascienden a 6,077.6 millones de barriles de aceite y 15,232.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los volúmenes anteriores presentan incrementos, en comparación a las cifras del año anterior, por 232.6 millones de barriles de aceite y 331.6

Cuadro 6.14 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2010.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Aceite Terciario del Golfo	610.7	540.4	450.2
	Burgos	1,914.6	1,842.7	1,793.9
	Poza Rica-Altamira	440.5	249.6	218.7
	Veracruz	901.0	897.4	894.2
Probable	Total	15,232.9	13,484.6	11,407.0
	Aceite Terciario del Golfo	13,543.1	11,985.4	9,961.4
	Burgos	1,002.7	973.3	943.9
	Poza Rica-Altamira	630.2	469.2	446.0
	Veracruz	56.9	56.7	55.8
Posible	Total	16,223.9	14,296.1	12,036.2
	Aceite Terciario del Golfo	14,426.4	12,675.5	10,477.1
	Burgos	1,343.5	1,298.3	1,262.8
	Poza Rica-Altamira	331.1	200.7	182.7
	Veracruz	122.9	121.6	113.6

miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En ambos casos, la causa principal son las revisiones realizadas a los campos Amatitlán, Miquetla, Palo Blanco, Sitio y Tlacolula, del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Referente a las reservas posibles de aceite y gas natural, las cifras alcanzan 5,392.0 millones de barriles y 16,223.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Al comparar estos volúmenes con los reportados el año anterior se presentan reducciones por 337.2 millones de barriles de aceite y 1,159.1 miles de millones de pies cúbicos. El primer decremento es resultado de las actividades de desarrollo en el campo Poza Rica por 25.7 millones de barriles y a las revisiones realizadas a los campos Humapa, Horcones y Tlacolula, por 26.7, 41.3, y 73.1 millones de barriles, respectivamente. En cuanto a la reducción de la reserva posible de gas natural, la causa principal son las revisiones de los dos últimos campos antes mencionados, lo que significa una diferencia de 341.6 miles de millones de pies cúbicos, además de Miquetla y Tenexcuila, que implican reducciones por 192.0 y 111.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las incorporaciones exploratorias en esta categoría por 124.3 miles de millones de pies cúbicos, únicamente compensaron de manera parcial las reducciones antes mencionadas. El cuadro 6.14 muestra la distribución de las reservas remanentes de gas natural, a nivel activo, al 1 de enero de 2010.

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de petróleo crudo equivalente de la Región Norte, al 1 de enero de 2010 es 1,352.3 millones de barriles, lo que representa a nivel nacional 9.7 por ciento. La figura 6.21 muestra la distribución de la reserva por activo integral. En relación al año anterior, en

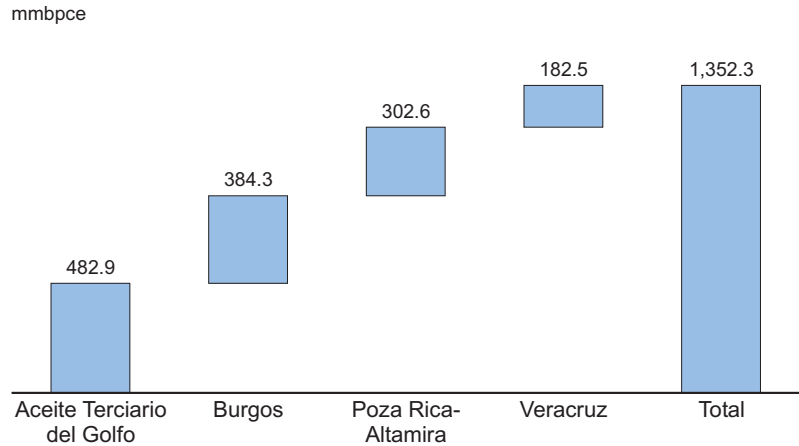


Figura 6.21 Reservas probadas al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Norte.

esta categoría se presenta una reducción neta por 86.7 millones de barriles, principalmente como resultado de la producción extraída a lo largo de 2009 y de las actividades de desarrollo de campos, contrarrestadas solamente en parte por las adiciones exploratorias.

La reserva probable registra un incremento de 287.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, atribuido principalmente a la revisión de los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Por tanto, la reserva en cuestión al 1 de enero de 2010 es 9,150.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que equivale a nivel nacional a 64.3 por ciento. La figura 6.22 presenta la distribución de la reserva para los activos integrales de la Región Norte.

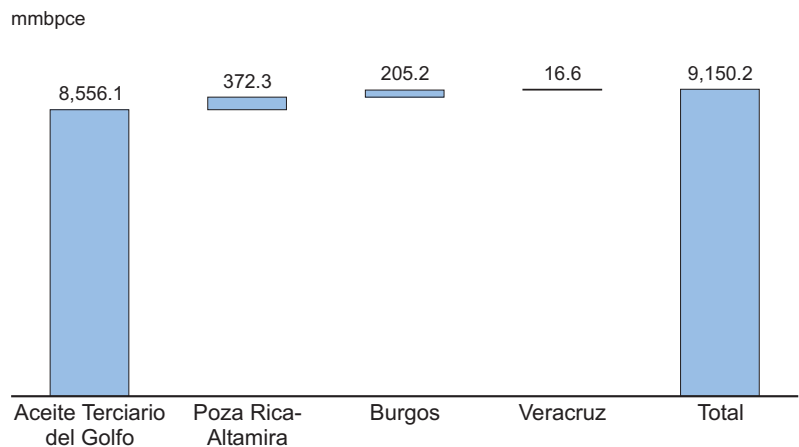


Figura 6.22 Reservas probables al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Norte.

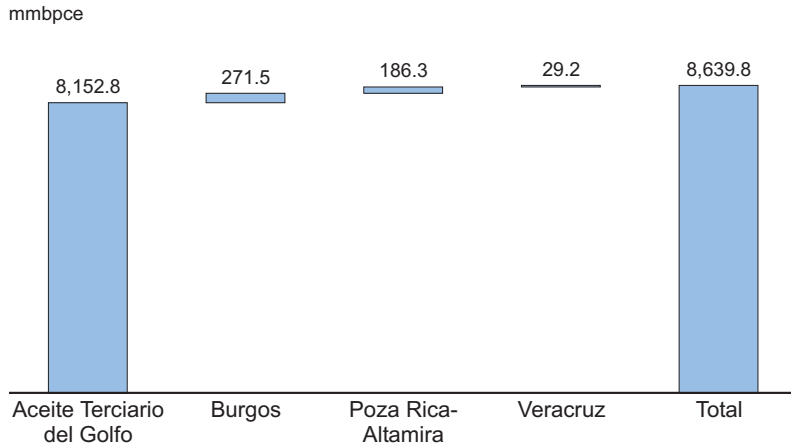


Figura 6.23 Reservas posibles al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Norte.

La reserva posible en términos de petróleo crudo equivalente al 1 de enero del presente año asciende a 8,639.8 millones de barriles, que significan 58.2 por ciento del total nacional. La figura 6.23 detalla la distribución de las reservas posibles por activo integral de la región. Comparada con el año anterior, las reserva posible presenta una reducción de 570.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la que se relaciona básicamente con las revisiones efectuadas al comportamiento de los yacimientos y a las actividades de desarrollos de campos.

La adición de reservas probadas, probables y posibles, es decir, la reserva 3P, al 1 de enero de 2010 es de 19,142.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen en el contexto nacional

representa 44.4 por ciento en esta categoría. Regionalmente, 89.8 por ciento de la reserva se ubica en los campos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Comparada con el volumen reportado el año anterior, la reserva 3P de crudo equivalente presenta una reducción neta de 369.1 millones de barriles, la cual es consecuencia fundamentalmente del desarrollo de campos, de la producción anual y en menor grado de los estudios dirigidos a la revisión del comportamiento de los yacimientos. La figura 6.24 ilustra lo anterior y detalla a nivel regional

la composición de la reserva 3P.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción en petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2010, alcanza un valor de 6.3 años. El valor anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del año 2009, cuyo volumen es de 213.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En cuanto a la reserva 2P, resultado de adicionar las reservas probada y posible de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción es de 49.2 años, mientras que la citada relación resulta de 89.7 años al considerar la reserva 3P o total. Es conveniente indicar que las diferencias existentes entre la relación

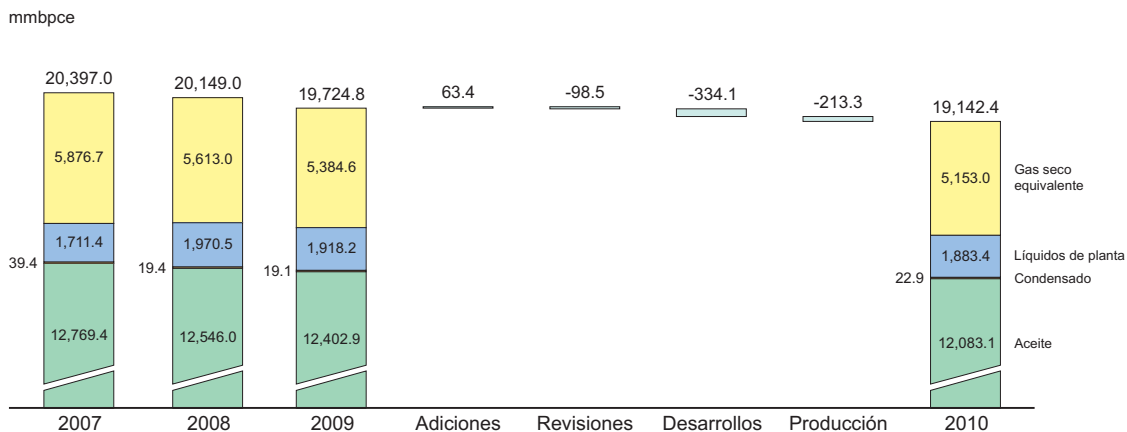


Figura 6.24 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Cuadro 6.15 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
2008	Total	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0
	Probada	840.7	8.2	102.4	770.2	1,721.5
	Probable	6,056.7	5.0	883.0	2,289.5	9,234.1
	Possible	5,648.7	6.3	985.1	2,553.3	9,193.4
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
	Possible	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

estimada considerando la reserva 1P y las dos últimas que consideran las reservas 2P y 3P, se atribuye a que estas estimaciones incluyen las reservas probables y posibles del Paleocanal de Chicontepec, las que a nivel nacional ocupan la primera posición en dichas categorías.

Para la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción resulta de 18.0 años, en tanto que al considerar las reservas 2P y 3P, los cocientes son 196.5 y 354.8 años, respectivamente. Las estimaciones anteriores consideran la producción de 34.1 millones de barriles de aceite obtenida en el año 2009. Respecto al gas natural, las relaciones considerando las reservas 1P, 2P y 3P, resultan de 4.2, 20.6 y 38.1 años, respectivamente. En este caso la producción anual considerada es de 926.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Reservas por tipo de fluido

La evolución durante los últimos tres años de las reservas por tipo de fluido de la Región Norte, en términos de petróleo crudo equivalente, se presenta en el cuadro 6.15. A partir de estas cifras, se

infiere que para la reserva probada 45.4 por ciento corresponde al aceite, 47.7 por ciento a gas seco equivalente a líquido, 6.2 por ciento son líquidos de planta y 0.7 por ciento es condensado. En lo que se refiere a la reserva probable, este volumen está conformado en 66.4 por ciento por aceite, 24.0 por ciento por gas seco equivalente a líquido, 9.5 por ciento corresponde a líquidos de planta y 0.1 por ciento son condensados. Finalmente, la reserva posible de la región está constituida en 62.4 por ciento por aceite, 26.8 por ciento es gas seco equivalente a líquido, 10.7 por ciento son líquidos de planta y 0.1 por ciento por condensado.

6.4 Región Sur

Existen antecedentes históricos que las actividades exploratorias en esta región iniciaron a finales del siglo pasado, cuando en 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió aceite en lo que llamó la Mina de San Fernando, cerca del poblado de Tepetitán, en el estado de Tabasco. Para el año 1883, el Dr. Simón Sarlat, siendo gobernador de Tabasco, perforó en un anticlinal un pozo a 27.4 metros de profundidad,



Figura 6.25 Cobertura geográfica de la Región Sur. Su extensión comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

el cual aportó aceite. Pero fue hasta 1905, cuando compañías extranjeras produjeron de forma comercial aceite del campo Capoacán, ubicado cerca de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz. En el año 1911 se descubre el campo Ixhuatlán, en 1928 el campo Concepción, para el siguiente año los campos Tonalá y El Burro, y en 1931 el campo El Plan, todos ubicados al Sur de Veracruz, con lo que se inicia la explotación comercial de aceite en esta región. En los años subsecuentes, las actividades exploratorias permitieron tener descubrimientos a nivel Terciario en las cuencas de Macuspana, Salina de Istmo y Comalcalco.

Sin embargo, los descubrimientos más importantes de la región se registraron en 1972 con la perforación y terminación de los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 a nivel Mesozoico de Chiapas-Tabasco, lo cual marcó el punto de partida para los grandes descubrimientos

realizados en el Sureste de México, hecho que transformó la economía del país al convertirse de un país importador a exportador de hidrocarburos.

En la actualidad, la Región Sur tiene una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados, y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, y se ubica en la porción Sur-Sureste de la República Mexicana. Al Norte colinda con el Golfo de México, al Noroeste con el Río Tesechoacán y la Región Norte, hacia el Sureste con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al Sur con el Océano Pacífico. Su ubicación geográfica se muestra en la figura 6.25.

Administrativamente, la Región Sur está conformada por un Activo Regional de Exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, figura 6.26,



Figura 6.26 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur.

cuya responsabilidad comprende desde las etapas exploratorias, incorporación de reservas y delimitación, hasta las fases de desarrollo, explotación y abandono de campos.

Durante el año 2009, la región administró 121 campos con reservas remanentes 3P. En particular, el Activo Integral Macuspana posee el mayor número de campos con 33, seguido de Bellota-Jujo y Muspac con 29 y 26, respectivamente, siendo los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna los que menos campos administran con 19 y 14, respectivamente.

La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2009, promedió 497.7 miles de barriles de aceite y 1,599.6 millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, acumuló en dicho año 181.7 millones de barriles de aceite y 583.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 19.1 y 22.8 por ciento de la producción nacional de aceite y gas natural, respectivamente. En términos de petróleo crudo equivalente la región aportó 309.3

millones de barriles, con lo cual contribuyó al 22.4 por ciento de la producción nacional.

6.4.1. Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2010, el volumen original probado de aceite de la Región Sur es 37,545.9 millones de barriles, lo cual representa 23.0 por ciento del volumen nacional en dicha categoría e implica un incremento de 1.7 por ciento con respecto al 1 de enero de 2009. En particular, los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna contienen la mayor parte del volumen de la región con 23,583.0 millones de barriles de aceite, es decir, 62.8 por ciento del total, presentando un incremento con respecto al año anterior por conceptos de nuevos yacimientos, desarrollos y revisiones. Por otro lado, los activos integrales Cinco Presidentes, Macuspana y Muspac poseen 13,962.9 millones de barriles de aceite, es decir 37.2 por ciento del volumen regional. Respecto a los volúmenes originales probable y posible de aceite de la región, éstos ascienden a

2,519.2 y 1,432.5 millones de barriles, equivalentes a 3.2 y 2.3 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. Al igual que para el caso del volumen original probado, corresponde a los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna aportar el mayor volumen probable de aceite con 43.8 y 31.9 por ciento de la región, respectivamente, es decir 1,905.8 millones de barriles en total, esto debido al resultado de las actividades de incorporación exploratoria de nuevos yacimientos, desarrollo y revisión. Asimismo, de 1,432.5 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 904.0 millones de barriles corresponden a los campos del Activo Integral Samaria-Luna, es decir 63.1 por ciento del total regional. Estas cifras, comparadas contra las reportadas el 1 de enero de 2009, muestran un incremento del 12.6 por ciento. Para el caso del Activo Integral Samaria-Luna el incremento es del 10.8 por ciento, debido principalmente a la incorporación de Terra como campo nuevo.

Con relación a los volúmenes originales de gas natural de la Región Sur, al 1 de enero de 2010 se tienen 71,403.4 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 37.2 por ciento del total nacional. Esta cifra representa un aumento del 4.0 por ciento con relación a la reportada al 1 de

enero de 2009. El 33.6 por ciento regional corresponde al Activo Integral Muspac, es decir, 23,970.8 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por descubrimiento y desarrollo de yacimientos en los campos Teotleco y Sunuapa. Además, 17,925.6 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo Integral Samaria-Luna, y equivalen a 25.1 por ciento de la región. El incremento en este activo se debe al descubrimiento del campo Terra y al desarrollo de los campos Caparroso-Pijije-Escuintle y Sen. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 4,143.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un decremento con respecto al año anterior originado principalmente por el ajuste del modelo de simulación del campo Jujo-Tecominoacán. El 30.0 por ciento del volumen original probable de la región corresponde al Activo Integral Bellota-Jujo, 23.7 por ciento al Activo Integral Muspac, 19.9 por ciento al Activo Integral Samaria-Luna, 19.8 por ciento al Activo Integral Macuspana y 6.6 por ciento a Cinco Presidentes. Para el caso de volúmenes posibles, éstos se ubican en 1,747.7, miles de millones de pies cúbicos de gas, que representa un incremento del 16.1 por ciento con respecto al año pasado, causado principalmente por incorporaciones y desarrollo. Los activos integrales Samaria-Luna,

Bellota-Jujo y Macuspana engloban 80.4 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los dos activos restantes, Muspac y Cinco Presidentes concentran 15.0 y 4.6 por ciento, respectivamente. El cuadro 6.16 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2008 a 2010.

Aceite crudo y gas natural

El volumen original total o 3P de aceite crudo en la Región Sur, presenta al 1 de enero de 2010 un incremento de 1.9 por ciento en comparación al año anterior, ubicándose en 41,497.6 millones de barriles.

Cuadro 6.16 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2008	Total	40,149.8	72,254.5
	Probado	36,863.3	67,159.8
	Probable	2,156.9	3,684.7
	Posible	1,129.6	1,410.0
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

Este incremento se origina principalmente por las incorporaciones exploratorias de los pozos Terra-1, Bricol-1, Bajlum-1 y Madrefil-1.

Con respecto al volumen original total o 3P de gas natural, éste se sitúa en 77,294.7 miles de millones de pies cúbicos que representan un incremento de 3.8 por ciento con respecto al año 2009, mismo que ocurre, como en el caso del aceite, debido principalmente a las incorporaciones exploratorias.

El volumen original probado de aceite reportado al 1 de enero de 2010, presenta un incremento de 619.9 millones de barriles con respecto a 2009, esta adición es atribuible principalmente al desarrollo de los campos Sen y Sunuapa y por la incorporación de yacimientos en Teotleco y Cinco Presidentes, y al descubrimiento de los campos Terra y Bricol. El 44.6 por ciento de esta adición, es decir 276.3 millones de barriles de aceite se tiene en el Activo Integral Samaria-Luna.

Por lo que respecta al volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2010, éste reporta un incremento de 2,727.8 miles de millones de pies cúbicos de gas con referencia al año anterior. Este incremento es atribuible a la incorporación exploratoria de los 8 pozos perforados y terminados durante 2009 y al desarrollo de los campos Sen y Sunuapa, principalmente. El incremento más substancial se encuentra en el Activo Integral Bellota-Jujo que adicionó 1,270.2 miles de millones de pies cúbicos y corresponde a un 46.6 por ciento del total regional.

Por lo que se refiere al volumen original de aceite probable, reportado al 1 de enero de 2010, éste tuvo un incremento de 10.9 millones de barriles, con respecto al año anterior. Aumento que se justifica casi en su totalidad por la incorporación de los campos Bricol y Madrefil del Activo Integral Bellota-Jujo y del campo Terra perteneciente al Activo Integral Samaria-Luna.

Al 1 de enero de 2010, el volumen original probable de gas presenta una reducción de 133.2 miles de mi-

llones de pies cúbicos, con respecto al año anterior, situándose en 4,143.6 miles de millones de pies cúbicos. Gran parte de este decremento, es originado por la reclasificación de volumen probable a probado en los campos Sen y Sunuapa. Además, el incremento por la actividad exploratoria no fue suficiente para contrarrestar esta reducción.

El volumen original posible de aceite al 1 de enero de 2010 muestra un incremento de 160.1 millones de barriles con respecto al volumen original reportado el año anterior, variación que se justifica por los incrementos registrados por la incorporación de los campos Bricol y Terra con 168.8 y 194.1 millones de barriles de aceite. Es conveniente mencionar que el campo Sen presenta la principal reducción en su volumen original debido a que se reclasificaron a volumen probado 106.1 millones de barriles.

Al 1 de enero de 2010, el volumen original de gas en la categoría posible presenta un aumento por 242.7 miles de millones de pies cúbicos, variación asociada nuevamente a la incorporación de los campos Terra y Bricol con 536.2 y 201.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. También se tuvo un decremento principal en el campo Sen por la reclasificación de 311.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural a volumen probado.

6.4.2 Evolución de las reservas

Las variaciones de las reservas remanentes de aceite crudo y gas natural durante los años 2008, 2009 y 2010, se aprecian en las figuras 6.27 y 6.28. Al 1 de enero de 2010, las reservas 3P de la Región Sur son 3,739.1 millones de barriles de aceite crudo y 9,145.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que equivale a 12.3 y 14.9 por ciento, respectivamente, del total nacional.

En el caso de las reservas 2P, éstas se estiman en 3,238.3 millones de barriles de aceite crudo y 8,185.5

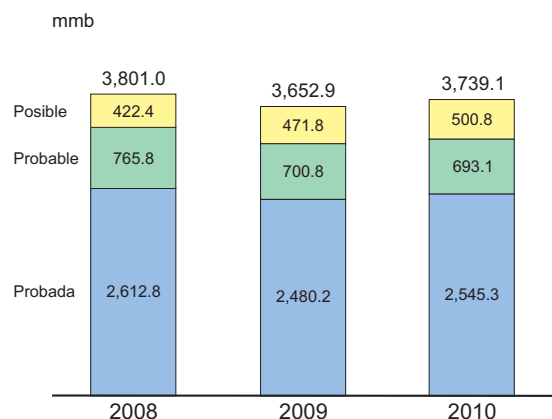


Figura 6.27 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que corresponden al 15.8 y 21.8 por ciento, respectivamente, de las reservas 2P del país. En los cuadros 6.17 y 6.18 se presentan a nivel activo integral, la composición de estas reservas clasificadas como aceite pesado, ligero y superligero, así como de gas asociado y no asociado de las categorías 2P y 3P.

La cifra de reserva probada de aceite, reportada al 1 de enero de 2010, representa 24.4 por ciento de la reserva probada total del país. Regionalmente, la reserva en esta categoría, se concentra principalmente en los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo con 84.7 por ciento. Mientras que los valores de reservas probadas de gas natural, reportados a la misma fecha,

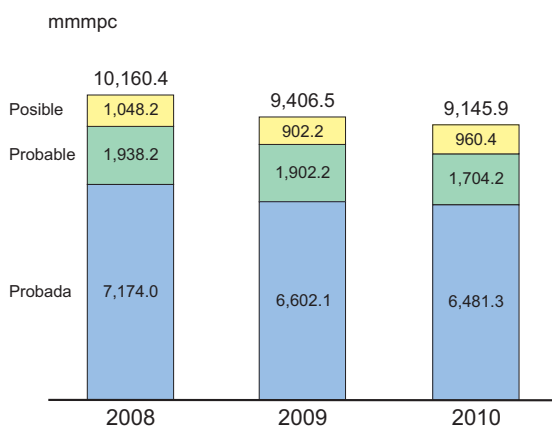


Figura 6.28 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

contribuyen con 38.5 por ciento del total nacional, localizándose nuevamente los mayores volúmenes con 42.0 por ciento de la región en el Activo Integral Samaria-Luna y 30.8 por ciento en el Activo Integral Bellota-Jujo.

Respecto a las reservas probadas desarrolladas, las cifras ascendieron a 1,782.9 millones de barriles de aceite y 4,028.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos volúmenes representan 24.2 y 37.9 por ciento de total nacional de las reservas de aceite y gas natural, respectivamente. A nivel regional, 82.3 por ciento de la reserva de aceite se ubica en los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna. Respecto a la distribución de gas natural, 33.9 por ciento pertenece al Activo Integral Samaria-Luna, 29.6 por ciento al Activo Integral Bellota-Jujo y 19.0 por ciento se ubica el Activo Integral Muspac, siendo estos los activos que aportan la mayor cantidad de reservas de gas natural.

En lo que respecta a las reservas probadas no desarrolladas, los volúmenes registrados fueron 762.4 millones de barriles de aceite y 2,452.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. De esta forma, las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas representan 25.0 y 39.7 por ciento del total nacional, respectivamente. A nivel regional, 68.2 por ciento de la reserva de aceite pertenece al Activo Integral Samaria-Luna, mismo que posee 55.3 por ciento del gas natural.

La reserva probable de aceite al 1 de enero del presente año, se estima en 693.1 millones de barriles, 6.9 por ciento del total nacional. En particular, el complejo Antonio J. Bermúdez concentra 38.1 por ciento de la reserva probable de la región. Respecto a la reserva probable de gas natural, ésta es de 1,704.2 miles de millones de pies cúbicos, lo cual representa 8.2 por ciento del total nacional. Regionalmente, los campos Costero, Ribereño y el complejo Antonio J. Bermúdez concentran un total de 589.8 miles de millones de pies cúbicos, es decir, 34.6 por ciento.

Cuadro 6.17 Composición de las reservas 2P por activo de la Región Sur.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	192.0	2,139.3	907.1	6,260.5	1,925.1
Bellota-Jujo	27.2	839.7	251.3	2,156.0	134.1
Cinco Presidentes	18.5	241.5	18.9	355.7	11.2
Macuspana	0.0	15.3	60.7	19.2	939.5
Muspac	10.6	44.6	128.4	564.5	680.8
Samaria-Luna	135.8	998.1	447.9	3,165.0	159.5

La reserva posible de aceite al 1 de enero de 2010 es de 500.8 millones de barriles, lo que representa 5.0 por ciento del total a nivel nacional. Para la región, el mayor volumen de la reserva se localiza en los campos Magallanes-Tucán-Pajonal, Terra, Carrizo, Sitio Grande, Bricol y el complejo Antonio J. Bermúdez con un porcentaje de 67.1 por ciento, lo que corresponde a 336.0 millones de barriles. En lo referente a la reserva posible de gas natural, el volumen es de 960.4 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa 4.0 por ciento del país. La reserva posible de gas natural a nivel regional se concentra principalmente en los campos Ribereño, Terra, Juspi, Sunuapa, Magallanes-Tucán-Pajonal y Cráter con 60.0 por ciento.

En lo que se refiere a la reserva 3P de aceite, 62.9 por ciento de la Región Sur es de aceite ligero, 28.2 por ciento de aceite superligero y 9.0 por ciento corresponde a reservas de aceite pesado. En referencia al gas

natural, la reserva 3P se compone de 74.4 por ciento de gas asociado y 25.6 por ciento de no asociado. Para este último, 77.0 por ciento se ubica en yacimientos de gas y condensado, 19.1 por ciento pertenece a yacimientos productores de gas seco y 3.9 por ciento se localiza en yacimientos de gas húmedo.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2010 presenta un incremento de 2.6 por ciento con respecto a 2009, que se explica por los 246.7 millones de barriles en los conceptos de adiciones, revisiones y desarrollos, así como la producción de 181.7 millones de barriles. Los principales incrementos de reservas en esta categoría son por los resultados satisfactorios en la perforación de pozos en los campos Sen, Sunuapa, Tizón y Costero que contribuyeron con 93.9 millones de barriles. Además, se adicionaron

Cuadro 6.18 Composición de las reservas totales por activo de la Región Sur.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	2,342.3
Bellota-Jujo	29.4	882.4	251.3	2,205.0	143.0
Cinco Presidentes	19.2	319.0	20.7	431.2	51.1
Macuspana	0.0	15.6	75.7	19.4	1,134.2
Muspac	10.6	134.1	170.6	737.3	800.2
Samaria-Luna	276.6	999.2	534.8	3,410.6	213.8

yacimientos nuevos en Bricol, Cinco Presidentes, Terra, Caparoso-Pijije-Escuintle, Madrefil, Teotleco, Cupache y Tupilco, que incorporaron 55.7 millones de barriles. También se tuvieron algunos decrementos como en los campos Jujo-Tecominoacán por 5.4 millones de barriles debido a la actualización del modelo de simulación numérica, en Paché por el resultado desfavorable en la terminación del pozo Paché-13 y al comportamiento del pozo productor Paché-3 con 5.4 millones de barriles.

Con respecto a la reserva probada de gas natural, ésta es de 6,481.3 miles de millones de pies cúbicos y registra un incremento neto de 463.1 miles de millones de pies cúbicos. Este incremento se debe a las incorporaciones exploratorias de los pozos Terra-1, Bajlum-1, Bricol-1, Teotleco-1001, Madrefil-1, Flanco-1, Cupaché-1 y Tupilco-2001, que adicionaron 31.3, 24.8, 15.2, 11.0, 10.8, 7.2, 1.8 y 0.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente y al desarrollo de los campos Tizón, Sen, Costero y Sunuapa con 389.5 miles de millones de pies cúbicos, donde se perforaron los pozos Tizón-212 y 231, Sen-92, 116, 201, Costero-2, 6, 35, Sunuapa-303, 306, 312, 314 y 316. Los principales decrementos se tienen en los campos Jujo-Tecominoacán, Bellota, Giraldas y Paredón, por 63.5, 44.8, 32.8 y 18.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. El primero disminuye por la actualización del modelo dinámico y los tres restantes por el fuerte incremento en el flujo fraccional de agua. La producción en el periodo explica una disminución de 583.9 miles de millones de pies cúbicos.

Al 1 de enero de 2010, las reservas probables de aceite ascienden a 693.1 millones de barriles, presentando un decremento de 7.8 millones de barriles con relación a la cifra reportada al 1 de enero de 2009, es decir, 1.1 por ciento menor. Las variaciones negativas más importantes se tienen en el campo Sunuapa con 38.5 millones de barriles por el resultado desfavorable en la perforación del pozo Sunuapa-336, perteneciente al bloque Este, en los campos Sen y Costero por reclasificar reservas probables a probadas por

27.7 millones de barriles y en el campo Juspi con 8.0 millones de barriles debido al incremento en la producción de agua. Los incrementos que se tuvieron en esta categoría de reserva se deben principalmente a las incorporaciones de los pozos exploratorios Bajlum-1 y Madrefil-1, que adicionaron en conjunto 84.5 millones de barriles.

Las reservas probables de gas natural de la región equivalen a 1,704.2 miles de millones de pies cúbicos, al 1 de enero de 2010, mostrando un decremento de 198.0 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. Los decrementos se tuvieron principalmente en los campos Costero, Tizón, Sen, Sunuapa y Jacinto con 238.4 miles de millones de pies cúbicos por la reclasificación de sus reservas probables a probadas debido a los resultados favorables obtenidos en los pozos perforados durante 2009. Además el campo Juspi disminuyó su reserva en 56.8 miles de millones de pies cúbicos por el incremento en la producción de agua. A pesar de que la actividad exploratoria aportó 244.6 miles de millones de pies cúbicos, no logro compensar los decrementos.

Las reservas posibles de aceite al 1 de enero de 2010 presentan un ligero incremento de 29.0 millones de barriles con respecto al año 2009, estableciéndose sus reservas en 500.8 millones de barriles. Las disminuciones se tuvieron básicamente en los campos Sen y Paché por 30.4 millones de barriles de aceite, principalmente por la reclasificación de reservas posibles a probadas en el primer campo y el comportamiento de producción en el segundo. Esta reducción se compensó por las adiciones por exploración con los pozos Terra-1, Bricol-1, Bajlum-1, Madrefil-1, Flanco-1, Teotleco-1001, Tupilco-2001 y Cupaché-1 con 91.8 millones de barriles.

Para el 1 de enero de 2010, la reserva posible de gas natural es 960.4 miles de millones de pies cúbicos. Con relación al año anterior, significa un incremento de 58.2 miles de millones de pies cúbicos. Los campos principales que generan esta adición son Terra y Bricol

Cuadro 6.19 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2010.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	6,481.3	6,143.5	4,582.0
	Bellota-Jujo	1,996.8	1,797.2	1,315.1
	Cinco Presidentes	278.2	229.1	192.3
	Macuspana	567.9	553.6	467.1
	Muspac	918.7	883.6	646.7
	Samaria-Luna	2,719.7	2,680.0	1,960.8
Probable	Total	1,704.2	1,621.1	1,228.4
	Bellota-Jujo	293.3	261.0	191.0
	Cinco Presidentes	88.7	74.5	62.5
	Macuspana	390.8	386.3	312.0
	Muspac	326.5	303.1	226.8
	Samaria-Luna	604.8	596.1	436.1
Posible	Total	960.4	888.6	672.2
	Bellota-Jujo	57.8	54.7	42.0
	Cinco Presidentes	115.4	71.0	59.6
	Macuspana	194.9	192.4	146.3
	Muspac	292.2	272.0	205.9
	Samaria-Luna	299.9	298.4	218.3

con 144.0 y 45.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, como resultado de la actividad exploratoria en la región. El segundo incremento más importante se tiene por la reclasificación de 59.8 miles de millones de pies cúbicos de reserva probable a posible en el campo Juspi. El principal decremento se

tiene en el campo Muspac con 76.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, debido al comportamiento presión-producción del campo. La distribución de las reservas de gas natural, gas entregado a plantas y gas seco en las categorías de reservas probadas, probables y posibles se muestra en el cuadro 6.19.

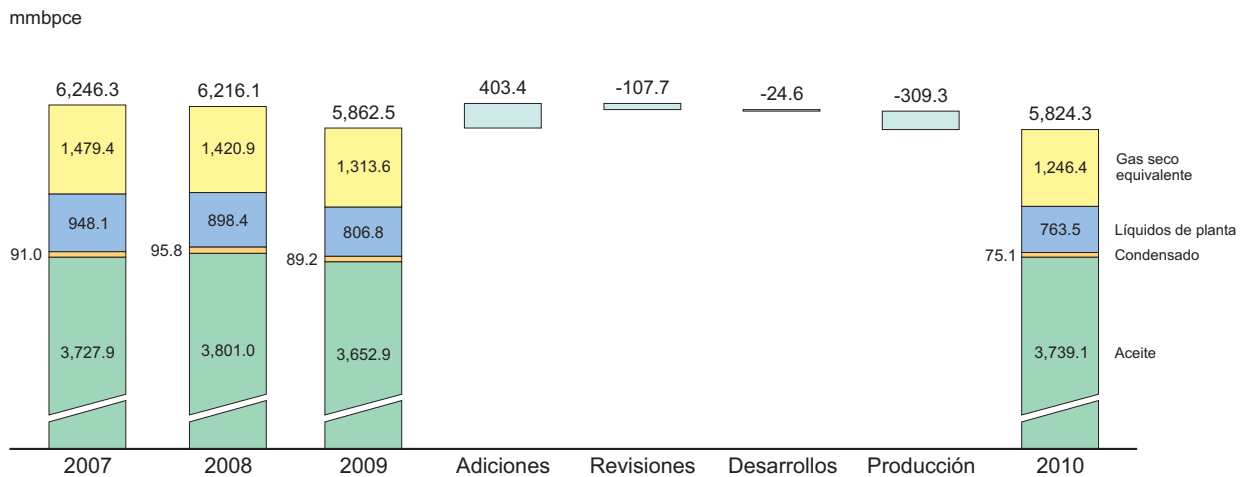


Figura 6.29 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

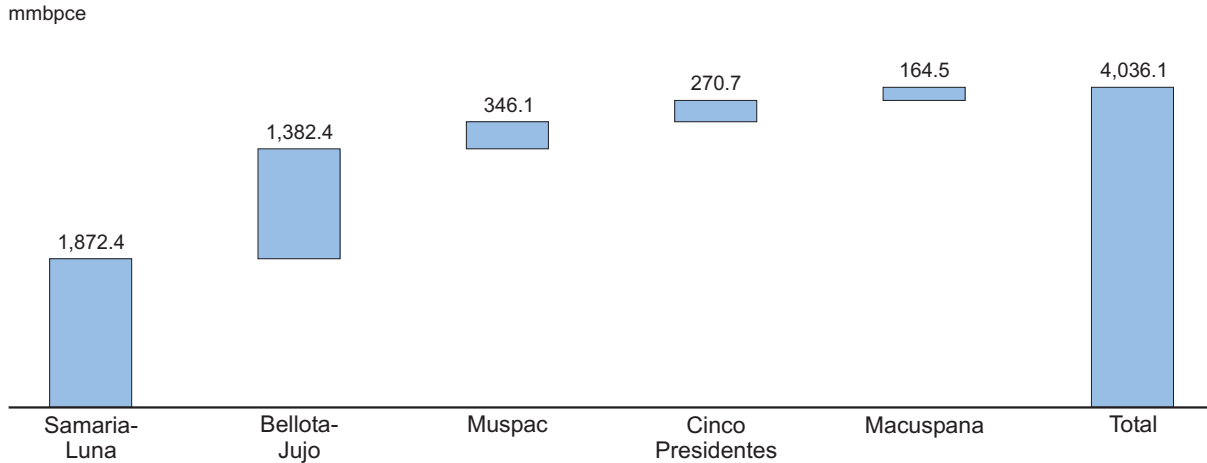


Figura 6.30 Reservas probadas al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Sur.

Petróleo crudo equivalente

La figura 6.29 muestra la variación de las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente con respecto a los tres últimos años. Estas reservas, evaluadas al 1 de enero de 2010 son 5,824.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra que corresponde al 13.5 por ciento del total del país. El Activo Integral Samaria-Luna posee la mayor cantidad de esta categoría de reserva con 2,662.3 millones de barriles, equivalente al 45.7 por ciento del total regional.

La reserva probada al 1 de enero de 2010 es 4,036.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que corresponde al 28.8 por ciento del total nacional,

esto representa un incremento neto de 296.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior, figura 6.30. Los principales incrementos se tienen por el desarrollo de los campos Sen, Tizón, Sunuapa y Costero con 179.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y por la incorporación de los pozos exploratorios Terra-1, Bajlum-1, Bricol-1, Flanco-1, Madrefil-1, Teotleco-1001, Cupache-1 y Tupilco-2001, que contribuyeron con 79.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los decrementos más importantes están en el campo Jujo-Tecominoacán por la revisión y ajuste del modelo de simulación con 31.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y en los campos Bellota y Giraldas por incremento en la producción de agua,

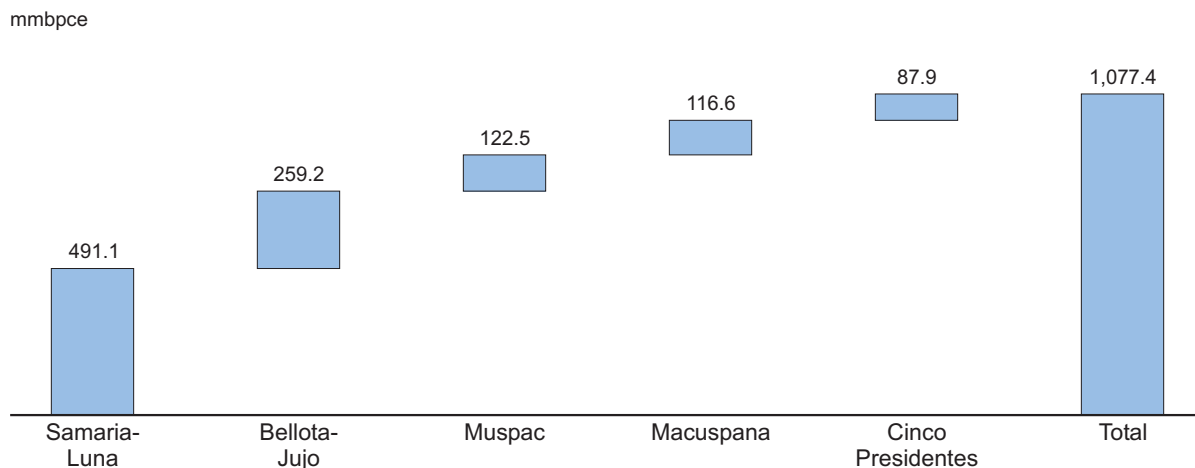


Figura 6.31 Reservas probables al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Sur.

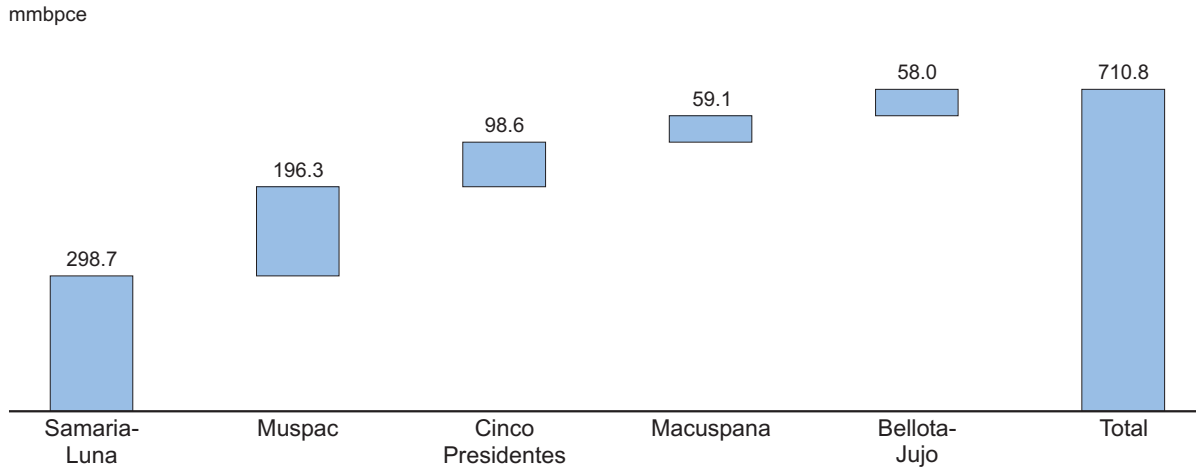


Figura 6.32 Reservas posibles al 1 de enero de 2010, distribuidas por activo en la Región Sur.

con 17.7 y 10.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Además la producción en el período explica una disminución de 309.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La reserva probable al 1 de enero de 2010 es 1,077.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, correspondiendo al 7.6 por ciento de las reservas del país. En la figura 6.31 puede observarse la distribución de esta categoría de reserva por activo. Con respecto al año anterior esta cifra presenta un decremento de 62.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, originado principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas en los campos Sunuapa, Costero, Sen, Tizón y Jacinto con 45.5, 32.8, 27.1, 21.4 y 9.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Además se tiene una disminución de 21.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el campo Juspi, ocasionado por la reclasificación de reservas probables a posibles por el incremento en el flujo fraccional de agua. En lo que respecta a incrementos, los 8 pozos exploratorios perforados durante 2009 adicionaron 187.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Por lo que respecta a la reserva posible de petróleo crudo equivalente, al 1 de enero de 2010 es 710.8 millones de barriles, lo que representa 4.8 por ciento del total nacional. Esta cifra tiene una variación

positiva de 37.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto a 2009, explicándose principalmente por los incrementos exploratorios de los pozos Terra-1, Bricol-1, Bajlum-1, Madrefil-1, Flanco-1, Teotleco-1001, Tupilco-2001 y Cupaché-1. Asimismo, los principales decrementos se tienen en los campos Paché y Muspac con 21.7 y 19.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Para el primer campo, es por los resultados desfavorables en la perforación y comportamiento de los pozos Paché-13 y 3, y en el segundo se debe al comportamiento presión-producción de sus pozos productores. En la figura 6.32 se muestra la participación de los activos en las reservas posibles de la región Sur.

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la región es 13.1 años considerando una producción constante de 309.3 millones de barriles petróleo crudo equivalente durante el año 2009. Si en esta relación se usa la reserva 2P el valor para la relación es de 16.5 años y 18.8 años para la reserva 3P. El Activo Integral Bellota-Jujo presenta la mayor relación reserva-producción de la región en la categoría de reservas probadas y 2P con 16.5 y 19.6 años, respectivamente. Para el caso de la categoría 3P el Activo Integral Samaria-Luna presenta la mayor relación con 20.9 años.

Cuadro 6.20 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
2008	Total	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1
	Probada	2,612.8	82.8	645.9	999.5	4,341.1
	Probable	765.8	11.0	162.3	276.2	1,215.3
	Posible	422.4	2.0	90.2	145.1	659.8
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

Para el aceite, la relación reserva probada-producción de la región es 14.0 años, considerando una producción de 181.7 millones de barriles de aceite en 2009. Si esta relación se estima empleando la reserva 2P, la relación resulta de 17.8 años y para la reserva 3P de 20.6 años. El activo integral con mayor relación reserva probada-producción de aceite es Samaria-Luna con 16.9 años y el de menor valor es Macuspana con 4.5 años.

Si se considera una producción 583.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en el año 2009, la región tiene una relación reserva probada-producción de 11.1 años. Para la reserva 2P es 14.0 años, mientras que en el caso de la reserva 3P es 15.7 años.

Reservas por tipo de fluido

En el cuadro 6.20 se presenta la distribución de reservas por tipo de fluido en las categorías probada, probable y posible en los últimos tres años. La reserva remanente probada, 4,036.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está distribuida en 63.1 por ciento de aceite crudo, 1.5 por ciento de conden-

sado, 13.6 por ciento de líquidos de planta y 21.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva probable de la región asciende a 1,077.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; de ésta, 64.3 por ciento es aceite crudo, 0.9 por ciento es condensado, 12.8 por ciento son líquidos de planta y 21.9 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

Finalmente, la reserva posible de 710.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente está constituida con 70.5 por ciento de aceite crudo, 0.5 por ciento de condensado, 10.8 por ciento de líquidos de planta y 18.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Analizando los valores anteriores para las diferentes categorías, se observa que el alto porcentaje de gas seco equivalente a líquido es indicativo de la existencia de un gran número de yacimientos de gas no asociado y de aceite y gas asociado con una alta relación gas-aceite. Además es evidente que el gas producido por estos yacimientos contienen una gran cantidad de líquidos que son recuperados en los complejos procesadores.

