

Distribución de las reservas de hidrocarburos

El objetivo fundamental de este capítulo es detallar la evolución de los volúmenes originales y de las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías, probada, probable y posible, los cuales se originaron por todas las actividades realizadas en el transcurso del año 2008, tales como desarrollo de campos, análisis del comportamiento presión-producción de los mismos, así como reinterpretaciones de los modelos geológicos y actividades exploratorias, entre otras.

En lo que respecta a las variaciones de reservas de hidrocarburos originadas por adiciones, este rubro lo integran los descubrimientos y las delimitaciones de campos, como consecuencia de la perforación de pozos exploratorios y delimitadores, por tanto, las variaciones mencionadas pueden ser positivas o negativas. En cuanto al rubro de desarrollos, éste se origina por la perforación de pozos de desarrollo, generando en consecuencia incrementos o decrementos en las reservas de hidrocarburos. Por último, el análisis del comportamiento presión-producción de los campos o las actualizaciones de los modelos geológicos-geofísicos, generan reducciones o incrementos en el rubro de revisiones, incidiendo sobre los valores de reservas de hidrocarburos reportados.

Las estimaciones anteriores se realizan de acuerdo a los lineamientos emitidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos, para el caso de las reservas probadas, y por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y el *World Petroleum Council* (WPC), para las reservas probables y posibles.

Aunado a lo anterior, se destaca la distribución de reservas a nivel activo integral. A este respecto, es im-

Cuadro 6.1 Esquema organizacional anterior y actual en Pemex Exploración y Producción.

Región	2003	2008
Marina Noreste	Cantarell	Cantarell
	Ku-Maloob-Zaap	Ku-Maloob-Zaap
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún-Pol-Chuc
	Litoral de Tabasco	Holok-Temoa
		Litoral de Tabasco
Norte	Burgos	Burgos
	Poza Rica-Altamira	Aceite Terciario del Golfo
		Poza Rica-Altamira
Sur	Veracruz	Veracruz
	Bellota-Jujo	Bellota-Jujo
	Cinco Presidentes	Cinco Presidentes
	Macuspana	Macuspana
	Muspac	Muspac
	Samaria-Luna	Samaria-Luna

portante mencionar que en 2008 se estableció un nuevo esquema organizacional en Pemex Exploración y Producción, al incorporar dos nuevos activos integrales, los cuales además de cumplir con la tarea de producir las reservas existentes, también tienen la misión de procurar extender los campos descubiertos, mediante labores de incorporación de reservas y delimitación de campos, con el fin de asegurar en forma eficiente la captura de valor económico. El cuadro 6.1 compara la organización de activos anterior, vigente desde 2003, contra la nueva distribución establecida el año anterior.

6.1 Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Sureste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados y



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

se localiza en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 6.1 muestra la localización geográfica de la región.

Actualmente, la Región Marina Noreste cuenta con dos activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, los cuales administran 25 campos. La figura 6.2 indica la ubicación geográfica de los activos integrales. Once de los campos presentan reserva remanente pero no están en producción, Kambesah y Után en el Activo Integral Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tson y Zazil-Ha, en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. Los campos en producción son catorce, de los cuales nueve pertenecen al Activo Integral Cantarell y cinco al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Durante el año 2008, la producción de aceite de la región fue de 638.9 millones de barriles, mientras que

la de gas natural ascendió a 695.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cifras representan 62.5 y 27.5 por ciento de las producciones nacionales de aceite y gas natural, respectivamente.

La Región Marina Noreste registró en 2008 una producción promedio diaria de 1.7 millones de barriles de aceite y 1,901.3 millones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap continúa incrementando gradualmente su producción, como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap. El campo Akal del complejo Cantarell se mantiene, al igual que en años anteriores, como el más importante del país. En 2008, Akal tuvo una producción diaria de 0.927 millones de barriles de aceite y 1,576.8 millones de pies cúbicos de gas natural, todo esto como resultado de las actividades orientadas a mantener el factor de recuperación del proyecto Cantarell, y dentro de las cuales destacan la perforación, reparación y terminación de pozos y la conti-

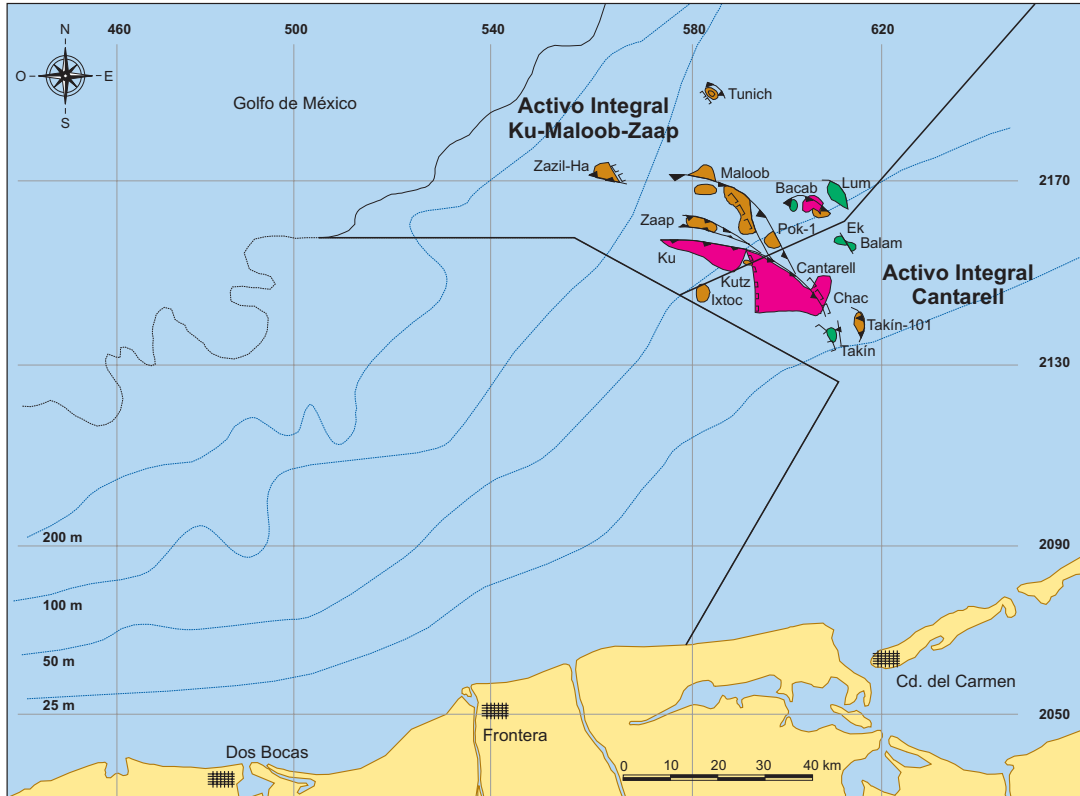


Figura 6.2 Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste.

nuación del proyecto de mantenimiento de presión del yacimiento mediante inyección de nitrógeno. De acuerdo a lo anterior, se prevé que tal y como sucedió en 2008, la Región Marina Noreste continuará siendo, la principal productora de aceite crudo a nivel nacional.

ría, lo que se traduce en un incremento derivado de la actividad exploratoria, así como de la delimitación y el desarrollo de los campos de la región. A nivel regional, el Activo Integral Cantarell contiene la ma-

Cuadro 6.2 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Noreste.

6.1.1 Evolución de los volúmenes originales

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, se muestra en el cuadro 6.2. De esta manera, al 1 de enero de 2009 el volumen original probado de aceite asciende a 54,356.6 millones de barriles, el cual representa 36.1 por ciento del volumen nacional en dicha catego-

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2007	Total	63,792.2	26,190.5
	Probado	53,417.6	24,172.3
	Probable	1,106.7	255.0
	Posible	9,268.0	1,763.2
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

por parte del volumen, esto es, 36,961.1 millones de barriles de aceite, lo que significa 68.0 por ciento del total de la región, esto implica un decremento con relación al año anterior como resultado del desarrollo y revisiones realizadas en los campos del activo. Por lo que toca al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, éste registra 17,395.5 millones de barriles de aceite, que representan 32.0 por ciento del volumen regional, mostrando un incremento con respecto al año anterior, fundamentalmente por incorporación de volúmenes de yacimientos nuevos. Con respecto al volumen original probable de aceite, éste alcanzó 5,616.1 millones de barriles, que representan 6.7 por ciento del total nacional, lo que a su vez significa un incremento con respecto al año pasado. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap con 5,322.9 millones de barriles, equivalentes a 94.8 por ciento de la región, esto como resultado de las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión. Por otro lado, el Activo Integral Cantarell reporta 293.2 millones de barriles, lo que representa 5.2 por ciento de la región y representa un incremento con relación al año anterior atribuido básicamente a la incorporación del campo Kambesah. En cuanto al volumen original posible de aceite, éste se ubicó en 6,114.9 millones de barriles, que equivalen a 9.7 por ciento del volumen del país. El volumen original posible tuvo una reducción con respecto a 2008 por revisión y desarrollo de campos.

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap concentra 5,607.9 millones de barriles en sus campos y el Activo Integral Cantarell contiene 507.0 millones de barriles.

En lo que concierne a los volúmenes originales de gas natural para la Región Marina Noreste, 23,981.4 miles de millones de pies cúbicos corresponden a la categoría probada, que constituyen 13.3 por ciento del total nacional. Este valor implica un decremento con respecto al reportado el año anterior, debido principalmente a los rubros de delimitación, desarrollo y revisión. El Activo Integral Cantarell contiene 73.3 por ciento del volumen regional, es decir, 17,583.9 miles de millones de pies cúbicos, presentando una disminución en comparación al año anterior por revisión principalmente, mientras que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap aporta 6,397.6 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 26.7 por ciento de la región, lo que significa un ligero incremento en este activo. En lo que respecta al volumen original probable, éste asciende a 897.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que representa un incremento con respecto al año pasado. El 93.5 por ciento corresponde al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap y el 6.5 por ciento restante al Activo Integral Cantarell. En relación al volumen original posible de gas natural, éste presenta una variación negativa con respecto al periodo anterior, como consecuencia de revisiones y desarrollos en los campos. Al 1 de enero de

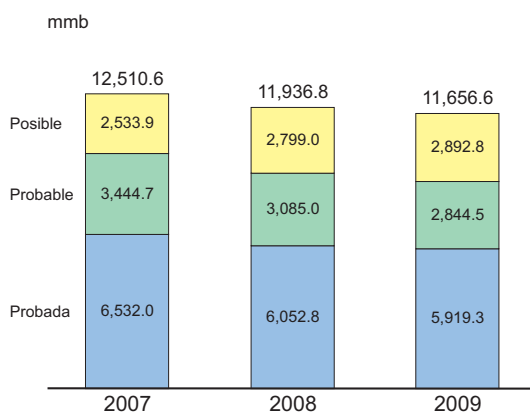


Figura 6.3 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

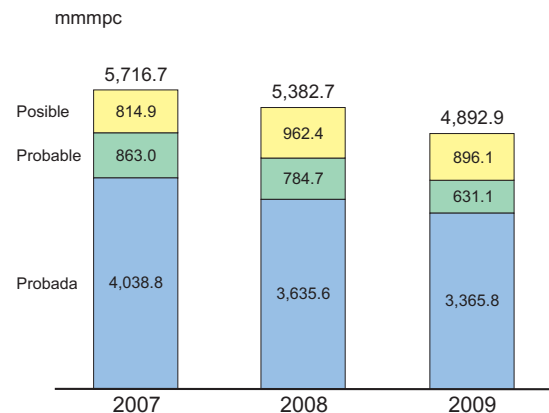


Figura 6.4 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.

Cuadro 6.3 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	8,676.2	87.6	0.0	3,981.1	15.7
Cantarell	4,087.0	87.6	0.0	2,260.7	15.7
Ku-Maloob-Zaap	4,589.2	0.0	0.0	1,720.4	0.0

2009 la cifra regional es de 1,154.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, donde el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap contiene 83.1 por ciento del volumen, mientras que Cantarell contribuye con el 16.9 por ciento complementario.

6.1.2 Evolución de las reservas

Las variaciones de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años se presentan en las figuras 6.3 y 6.4. Las reservas totales de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2009 alcanzan 11,656.6 millones de barriles de aceite y 4,892.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas 2P por su parte, suman 8,763.8 millones de barriles de aceite y 3,996.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los cuadros 6.3 y 6.4 presentan la composición de las reservas 2P y 3P, respectivamente, a nivel activo integral en términos de aceite pesado, ligero y superligero, así como el detalle para el gas asociado y no asociado. Es importante mencionar, que los valores del gas no asociado incluyen las reservas de yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

La reserva probada de la región al 1 de enero de 2009 es 5,919.3 millones de barriles de aceite, que equivalen a 56.9 por ciento de la reserva probada del país. La reserva probada de gas natural, asciende a 3,365.8 miles de millones de pies cúbicos de gas y representa 19.1 por ciento de la reserva del país.

En cuanto a las reservas en la categoría probada desarrollada, las cifras son 4,837.5 millones de barriles de aceite y 2,892.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estos valores representan 81.7 y 85.9 por ciento de la reserva probada total de la región, respectivamente. Las reservas probadas no desarrolladas ascienden a 1,081.8 millones de barriles de aceite y 473.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Estas cantidades corresponden a 18.3 y 14.1 por ciento del total regional de la reserva probada.

Los resultados obtenidos durante el año 2008, no causaron variaciones sustanciales en la clasificación por tipo de aceite de las reservas probadas regionales, alcanzándose así 99.1 por ciento de aceite pesado y 0.9 por ciento de ligero. En cuanto a la reserva probada de gas natural, el 99.6 por ciento es gas asociado y 0.4 por ciento es gas no asociado.

Cuadro 6.4 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	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	57.8
Cantarell	5,570.3	87.6	0.0	2,782.6	57.8
Ku-Maloob-Zaap	5,998.7	0.0	0.0	2,052.5	0.0

Al 1 de enero de 2009, la reserva probable de aceite se estima en 2,844.5 millones de barriles de aceite, es decir, 27.4 por ciento del total nacional, mientras que la reserva de gas probable, que corresponde a 631.1 miles de millones de pies cúbicos, equivale a 3.1 por ciento del total del país.

La reserva posible de aceite, al 1 de enero del año 2009 se sitúa en 2,892.8 millones de barriles de aceite y corresponde a 28.5 por ciento del total nacional. Por lo que respecta a la reserva posible de gas natural, ésta asciende a 896.1 miles de millones de pies cúbicos de gas, esto es, 4.0 por ciento del total nacional.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2009, registra un incremento de 505.4 millones de barriles con respecto al año anterior. Este incremento se origina principalmente por la reclasificación de reservas probables a probadas ocasionada por la perforación de pozos de desarrollo en los campos Maloob y Zaap, la continuación del mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno en el campo Ku, la delimitación del campo Ayatsil y el descubrimiento del campo Pit, que en conjunto suman 759.1 millones de barriles de aceite. Asimismo, se presentan decrementos por 412.6 millones de barriles de aceite generados por la revisión del comportamiento de presión-producción en los campos Akal, Sihil y Bacab. El Activo Integral Cantarell concentra 50.0 por ciento de la reserva probada de aceite de la región, al igual que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. A nivel de campo, Akal contiene la mayor proporción de reserva probada de aceite de la región.

La reserva remanente probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto de 426.1 millones de pies cúbicos con respecto al periodo anterior. La variación se atribuye a la revisión del comportamiento presión-producción en los campos Akal e Ixtoc, la reclasificación de reservas probables a probadas por la perforación de desarrollo en el campo Zaap, la

delimitación del campo Ayatsil y la incorporación de los campos Kambesah y Pit. Todo lo anterior en consecuencia permitió adicionar 418.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sin embargo, este incremento resultó afectado ligeramente por la reducción de 11.4 miles de millones de pies cúbicos en los campos Bacab, Lum y Sihil. Cabe mencionar que los campos Akal y Ku contribuyen con 69.4 por ciento de la reserva regional. A nivel de activo, Cantarell participa con 59.2 por ciento y Ku-Maloob-Zaap con 40.8 por ciento de las reservas probadas de gas natural de la región.

Por lo que respecta a la reserva probable de aceite, el valor estimado al 1 de enero del presente año muestra un decremento de 240.5 millones de barriles de aceite, es decir, 7.8 por ciento menor con respecto al año anterior. En particular, se tienen decrementos por 718.3 millones de barriles de aceite en los campos Ku, Maloob y Zaap, ocasionados por la reclasificación de sus reservas probables a probadas. Estos decrementos fueron compensados por el incremento de 329.6 millones de barriles de aceite logrado en los campos Ayatsil y Pit, por la delimitación de campos, como sucedió con el pozo Ayatsil DL1, en el cual se encontró el contacto agua-aceite a una mayor profundidad de la considerada anteriormente, asimismo las actividades exploratorias también contribuyeron con el incremento mencionado. Conviene señalar, que 57.2 por ciento de reserva probable de la región se concentra en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

La reserva probable de gas natural de la región al 1 de enero de 2009, presenta un decremento de 153.7 miles de millones de pies cúbicos en relación al 1 de enero de 2008. Lo anterior ocurre principalmente por la reclasificación de reservas en los campos Maloob y Zaap. Estas reducciones fueron atenuadas por los incrementos logrados en los campos Ayatsil, Ixtoc, Kambesah y Pit, que en conjunto aumentaron 79.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. A nivel activo, 55.0 por ciento de la reserva probable de gas natural se concentra en el Activo Integral Ku-

Cuadro 6.5 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Noreste al 1 de enero de 2009.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Cantarell	1,992.2	1,561.8	1,230.5
	Ku-Maloob-Zaap	1,373.5	775.9	609.9
Probable	Total	631.1	394.2	310.3
	Cantarell	284.2	225.7	177.9
	Ku-Maloob-Zaap	346.9	168.5	132.4
Posible	Total	896.1	585.1	468.9
	Cantarell	563.9	451.9	364.2
	Ku-Maloob-Zaap	332.2	133.2	104.7

Maloob-Zaap, y el 45 por ciento restante en el Activo Integral Cantarell.

Para el caso de la reserva posible de aceite referida al 1 de enero de 2009, ésta registra un incremento de 93.8 millones de barriles con respecto al año anterior. La delimitación del campo Ayatsil, el desarrollo y revisión del campo Balam, así como la incorporación del campo Pit, adicionaron reservas por 408.4 millones de barriles de aceite. Asimismo, se tienen disminuciones por 165.4 millones de barriles, por la variación en el comportamiento presión-producción de los campos Akal, Ek y Maloob. Las reservas posibles de aceite de la región se distribuyen en la siguiente forma, 51.3 por ciento en el Activo Integral Cantarell y 48.7 por ciento en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

Al 1 de enero de 2009, la reserva posible de gas natural presenta un decremento de 66.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto a la cifra estimada el 1 de enero de 2008, como resultado de la revisión del comportamiento presión-producción y desarrollo de los campos Akal, Ek y Maloob que en conjunto redujeron 92.5 miles de millones de pies cúbicos. En contraparte, el incremento de reservas por 42.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural en los campos Ayatsil y Pit producto de las actividades de delimitación e incorporación, atenúo el decremento de reservas indicado. Las reservas de gas natural por activo integral estimadas al 1 de enero de 2009 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco, se presentan en el cuadro 6.5.

tación e incorporación, atenúo el decremento de reservas indicado. Las reservas de gas natural por activo integral estimadas al 1 de enero de 2009 en sus categorías probada, probable y posible, así como el gas entregado en planta y el gas seco, se presentan en el cuadro 6.5.

Petróleo crudo equivalente

Al 1 de enero de 2009, la reserva probada de petróleo crudo equivalente de la Región Marina Noreste equivale a 6,712.3 millones de barriles. Las actividades de

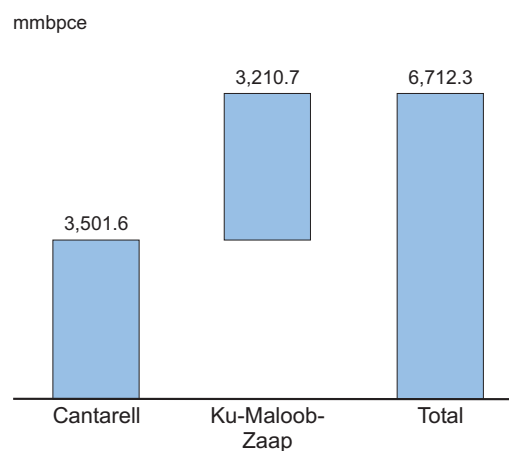


Figura 6.5 Reservas probadas al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

exploración, delimitación, desarrollo de campos y revisión del comportamiento de los campos en 2008, reflejan un incremento de 377.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación se relaciona principalmente con los campos Ayatsil, Maloob, Pit y Zaap. A nivel activo integral, Cantarell posee 52.2 por ciento de la reserva en cuestión y Ku-Maloob-Zaap 47.8 por ciento. En la figura 6.5 se muestra la distribución de las reservas probadas por activo.

En relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2009, su valor asciende a 2,977.1 millones de barriles, y representa 20.5 por ciento de la reserva del país. Con respecto al 1 de enero de 2008, se tiene una disminución de 313.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, ocasionada por la reclasificación de reservas probables a probadas y posibles en los campos Ku, Maloob y Zaap. Respecto a la distribución de las reservas probables por activo, Ku-Maloob-Zaap aporta el mayor porcentaje con 56.7 por ciento del total de la región, como se presenta en la figura 6.6.

Por lo que respecta a la reserva posible de petróleo crudo equivalente de la región, su valor alcanza 3,096.5 millones de barriles al 1 de enero de 2009, este volumen equivale al 21.0 por ciento del total nacional. Al comparar esta reserva contra la reportada el año ante-

rior, se presenta una variación positiva por 53.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual se origina en buena medida por la delimitación del campo Ayatsil y la incorporación exploratoria del campo Pit. En lo que respecta a decrementos, los campos Akal, Ek y Maloob en conjunto explican 209.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, debido a la revisión del comportamiento presión-producción en el primer caso y al desarrollo de los campos en los dos últimos casos. En la figura 6.7 se muestra la contribución de cada activo a la reserva posible de petróleo crudo equivalente regional. De esta forma, 52.9 por ciento del total se localiza en el Activo Integral Cantarell.

En la figura 6.8 se presentan los elementos de cambio en la reserva total o 3P de la Región Marina Noreste. Como se observa, al 1 de enero de 2009 las reservas totales regionales ascienden a 12,785.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, concentrando 29.4 por ciento del total nacional. Con respecto al año anterior, la reserva 3P de la región muestra un incremento de 0.9 por ciento, es decir, 117.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Relación reserva-producción

La Región Marina Noreste durante 2008 produjo 689.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de

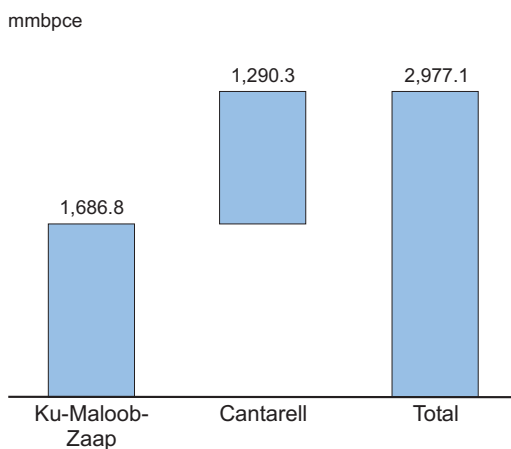


Figura 6.6 Reservas probables al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

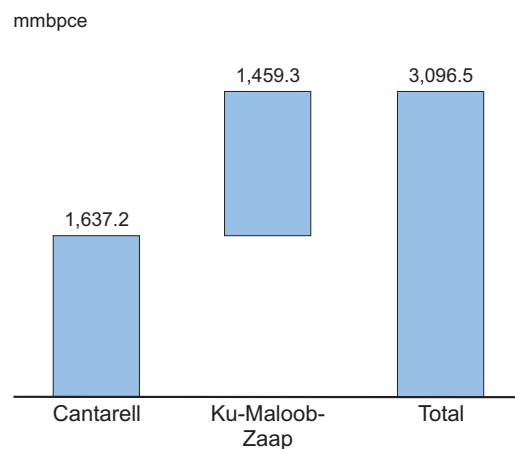


Figura 6.7 Reservas posibles al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Noreste.

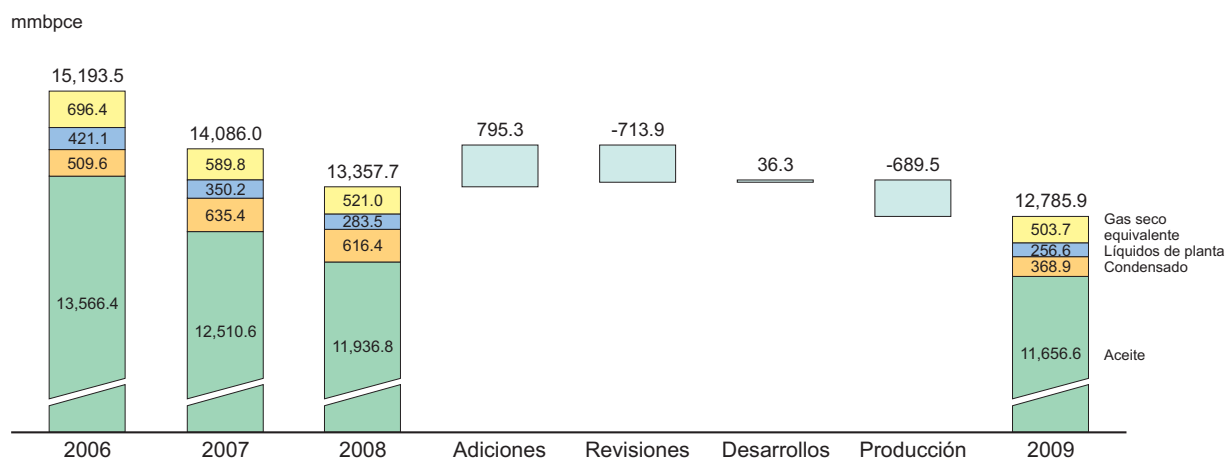


Figura 6.8 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Marina Noreste.

esta forma su relación reserva probada-producción resulta de 9.7 años. Considerando la reserva probada más probable (2P), la relación reserva-producción es de 14.1 años y para la reserva probada más probable más posible (3P) de 18.5 años.

En particular, la relación reserva probada-producción del Activo Integral Cantarell es de 8.4 años y la de Ku-Maloob-Zaap de 11.7 años, lo anterior considerando producciones de 415.1 y 274.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. La producción de 1.0 millones de barriles diarios colocan al

Activo Integral Cantarell como el primer productor de aceite a nivel nacional.

El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap por su parte muestra para la reserva probada más probable (2P) una relación reserva-producción de 17.8 años, mientras que para el caso de la reserva probada más probable más posible (3P), dicha relación es de 23.2 años. Las actividades de desarrollo y mantenimiento de presión del yacimiento mediante la inyección de nitrógeno, están enfocados a mantener la producción en aproximadamente 800 mil barriles de aceite diarios en los próximos años.

Cuadro 6.6 Evolución histórica de las reservas por tipo de fluido en la Región Marina Noreste.

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2007	Total	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0
	Probada	6,532.0	443.2	254.3	422.7	7,652.2
	Probable	3,444.7	103.1	53.5	88.8	3,690.1
	Posible	2,533.9	89.1	42.4	78.3	2,743.7
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

Reservas por tipo de fluido

La evolución de las reservas en las categorías probada, probable y posible, de la Región Marina Noreste por tipo de fluido y para los últimos tres años, se presenta en el cuadro 6.6. De esta forma, la reserva probada asciende a 6,712.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales 88.2 por ciento son de aceite crudo, 3.8 por ciento de condensado, 2.7 por ciento son líquidos de planta y 5.3 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva probable alcanza 2,977.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De este volumen, 95.5 por ciento es aceite crudo, 1.4 por ciento es condensado, 1.0 por ciento son líquidos de planta y 2.0 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

Los 3,096.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la reserva posible se conforman de la

siguiente manera, 93.4 por ciento de aceite crudo, 2.3 por ciento son condensados, 1.4 por ciento son líquidos de planta y 2.9 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

6.2 Región Marina Suroeste

En años recientes, la Región Marina Suroeste se ha caracterizado por los descubrimientos de volúmenes importantes de reservas de hidrocarburos, contribuyendo así al logro de las metas de reposición de reservas, establecidas tanto a nivel regional como 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. Hacia su 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



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

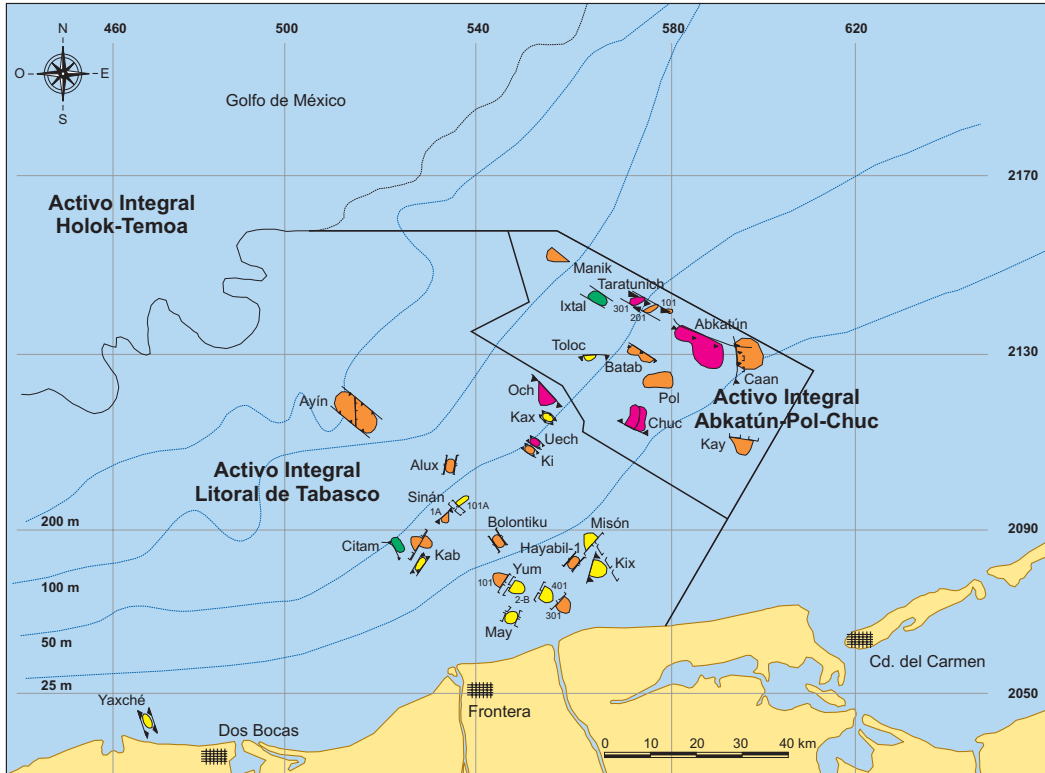


Figura 6.10 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Marina Suroeste.

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

La estructura organizacional de la región al 1 de enero de 2009, está constituida por los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa. Este último de reciente creación, se incorporó con el propósito fundamental de desarrollar y administrar los campos ubicados en isobatas superiores a 500 metros. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo de exploración, el cual cambió su nombre de Activo Regional de Exploración por el de Activo de Exploración Plataforma Continental Sur. La figura 6.10 muestra su ubicación geográfica.

Actualmente la región administra 66 campos con reservas remanentes, 17 de ellos con producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado, es decir, existe una proporción importante de campos por desarrollar. Cabe hacer mención que dentro de este censo de campos, están incluidos 2 nuevos cam-

pos, que manifiestan los resultados positivos de los trabajos exploratorios en la región, y evidenciando al mismo tiempo un área de oportunidad para mantener e incrementar la producción de hidrocarburos a nivel regional y nacional.

La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2008, promedió 500.3 miles de barriles y 1,022.9 millones de pies cúbicos, es decir, acumuló en dicho año 183.1 millones de barriles de aceite y 374.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, lo que significó aportar 17.9 y 14.8 por ciento de la producción nacional de aceite y gas, respectivamente.

La actividad exploratoria durante el año pasado, resultó exitosa al descubrirse dos nuevos campos, Tsimin y Tecoalli, además de incorporarse yacimientos adicionales en campos ya existentes, esto es, a nivel Jurásico en Xanab y la aportación de nuevas arenas en el Terciario en el campo Yaxché.

6.2.1 Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2009, el volumen original probado de aceite de la Región Marina Suroeste es 17,691.1 millones de barriles, lo cual representa 11.7 por ciento del volumen nacional en dicha categoría e implica un incremento de 6.4 por ciento con respecto al 1 de enero de 2008. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc contiene la mayor parte del volumen de la región con 14,158.1 millones de barriles de aceite, es decir, 80.0 por ciento del total. Por otro lado, el Activo Integral Litoral de Tabasco posee 3,533.0 millones de barriles de aceite, es decir 20.0 por ciento del volumen regional, presentando un incremento con respecto al año anterior por conceptos de nuevos yacimientos, desarrollos y revisiones. Por su parte el Activo Integral Holok-Temoa, de nueva creación, 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, éstos ascienden a 3,396.3 y 4,186.0 millones de barriles, equivalentes a 4.0 y 6.6 por ciento de los volúmenes nacionales, respectivamente. El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco 63.2 por ciento de la región, es decir, alcanza 2,147.2 millones de barriles, equivalentes, como resultado de las actividades de incorporación exploratoria de nuevos yacimientos, desarrollo y revisión. Por otra parte, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc concentra 36.8 por ciento del volumen original probable regional, que representa 1,249.1 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 4,186.0 millones de barriles de volumen original posible de aceite, 3,034.0 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. Estas cifras, comparadas contra las reportadas el 1 de enero

de 2008, muestran un incremento en el caso del Activo Integral Litoral de Tabasco, debido principalmente a la incorporación de nuevos yacimientos por actividad exploratoria, y una reducción para el caso de Abkatún-Pol-Chuc, como resultado de las actividades de delimitación de campos.

Con relación a los volúmenes originales de gas natural de la Región Marina Suroeste, al 1 de enero de 2009 se tienen 21,615.9 miles de millones de pies cúbicos en la categoría probada, que constituyen 11.9 por ciento del total nacional. Esta cifra representa un aumento con relación a la reportada al 1 de enero de 2008. El 66.9 por ciento regional corresponde al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, es decir, 14,459.1 miles de millones de pies cúbicos, presentando un incremento por desarrollos y revisiones. Además, 6,728.4 miles de millones de pies cúbicos están distribuidos en el Activo Integral Litoral de Tabasco, y equivalen a 31.1 por ciento de la región. El 2.0 por ciento restante corresponde al Activo Integral Holok-Temoa, concretamente al campo Lakach. En lo referente a los volúmenes originales probables, éstos ascienden a 5,439.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, es decir, muestran un incremento con respecto al año anterior originado principalmente por nuevos yacimien-

Cuadro 6.7 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Marina Suroeste.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2007	Total	22,799.4	28,763.0
	Probado	16,275.3	18,659.7
	Probable	2,763.2	3,320.8
	Posible	3,761.0	6,782.4
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

tos y reclasificación por desarrollos. El 62.4 por ciento del volumen original probable de la regional corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco, 20.8 por ciento al Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, y el 16.7 por ciento a Holok-Temoa. Para el caso de volúmenes posibles, éstos se ubican en 6,338.6, miles de millones de pies cúbicos de gas, que representa un decremento con respecto a año pasado, causado por delimitaciones. El Activo Integral Litoral de Tabasco engloba 59.9 por ciento del volumen original posible de la región, mientras que los campos de Holok-Temoa concentran 34.1 por ciento y el 6.1 por ciento restante le corresponde a los campos de Abkatún-Pol-Chuc. Es importante mencionar que durante 2008, existieron importantes descubrimientos, producto de la actividad exploratoria realizada principalmente en el Activo Integral Litoral de Tabasco, lo que ocasionó incrementos de los volúmenes originales. El cuadro 6.7 ilustra el comportamiento de los volúmenes originales de aceite y gas natural en sus diferentes categorías, reportados al 1 de enero de los años 2007 a 2009.

6.2.2 Evolución de las reservas

Las reservas probadas de aceite al 1 de enero de 2009 para la Región Marina Suroeste ascienden a 1,176.0 millones de barriles, lo que representa 11.3 por ciento de la reserva probada del país. Con relación a la reserva probada de gas natural, la cifra asciende a 3,462.9 miles de millones de pies cúbicos, representando 19.6 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 985.5 y 1,056.0 millones de barriles, contribuyendo con 9.5 y 10.4 por ciento, respectivamente, a las reservas nacionales de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 2,161.5 y 3,217.4 millones de barriles de aceite, respectivamente. Para el gas natural, las reservas probable y posible se ubican en 2,675.9 y 3,433.0 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen a

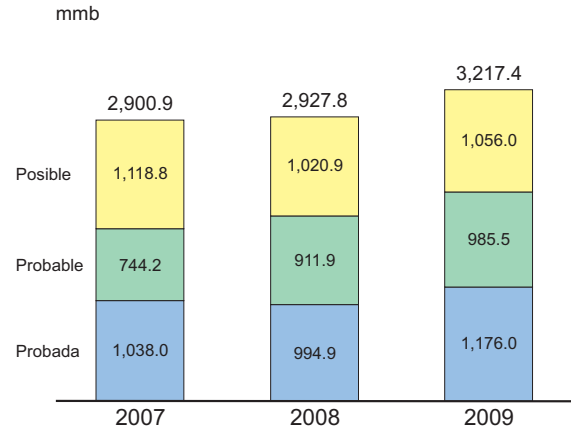


Figura 6.11 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

13.3 y 15.2 por ciento del total nacional en dichas categorías. Consecuentemente, las reservas 2P y 3P alcanzan 6,138.8 y 9,571.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En la 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 673.7 y 502.3 millones de barriles de aceite, mientras que para el gas natural se alcanzan 1,604.6 y 1,858.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

La reserva probada de aceite crudo de la región por 1,176.0 millones de barriles, está constituida, en función de su densidad, por 120.9 millones de barriles de

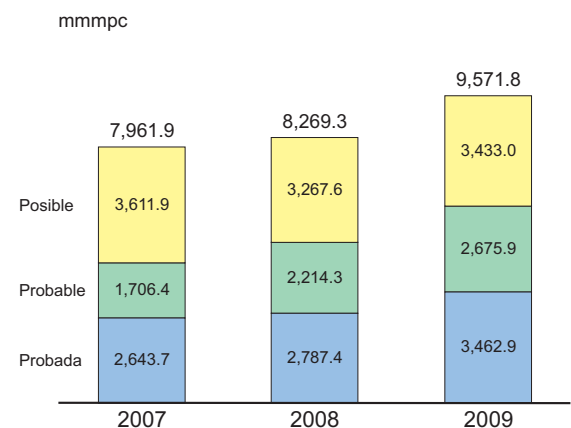


Figura 6.12 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Marina Suroeste en los últimos tres años.

Cuadro 6.8 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	337.2	1,375.3	449.0	2,519.8	3,619.0
Abkatún-Pol-Chuc	128.7	737.2	41.4	1,428.7	251.4
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	915.5
Litoral de Tabasco	208.6	638.1	407.5	1,091.1	2,452.0

aceite pesado, equivalente a 10.3 por ciento de la reserva, 808.2 millones de barriles de aceite ligero ó 68.7 por ciento, y 246.9 millones de barriles restantes corresponden a superligero, es decir, 21.0 por ciento del total probado de la región. En lo referente a la reserva probada de gas natural de 3,462.9 miles de millones de pies cúbicos, ésta se compone de 46.7 por ciento ó 1,616.0 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 53.3 por ciento de gas no asociado, equivalente a 1,846.9 miles de millones de pies cúbicos. Los cuadros 6.8 y 6.9 presentan la composición de las reservas 2P y 3P de aceite y gas natural. Es pertinente mencionar que el valor reportado del gas no asociado incluye las reservas de yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite, al 1 de enero de 2009, para la Región Marina Suroeste registra un volumen de 1,176.0 millones de barriles, de los cuales 563.4 millones ó 47.9 por ciento se ubican en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que 612.6 millones

de barriles de aceite, es decir 52.1 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 364.1 millones de barriles, con respecto a la reportada el 1 de enero de 2008. Además, la reserva probada desarrollada tuvo un aumento neto por 323.6 millones de barriles de aceite. Asimismo, la reserva no desarrollada registró una variación positiva de 40.5 millones de barriles con respecto al año anterior. A nivel de activo integral, Abkatún-Pol-Chuc presentó un incremento de 185.3 millones de barriles, correspondiendo a la reserva probada desarrollada 199.6 millones, mientras que la reserva no desarrollada disminuyó su valor en 14.3 millones de barriles. El incremento en la reserva probada desarrollada se debe fundamentalmente a la revisión del comportamiento presión-producción y a la reclasificación de reservas en Ixtal, Chuc, Caan, Homol y Manik, que de manera integrada aportaron 183.7 mi-

Cuadro 6.9 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	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	6,338.9
Abkatún-Pol-Chuc	251.1	785.3	47.0	1,498.6	286.2
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	2,430.3
Litoral de Tabasco	488.8	1,007.8	637.4	1,734.3	3,622.4

llones de barriles. En cuanto a la reserva probada no desarrollada, el decremento registrado se debe principalmente a la reclasificación de reservas no desarrolladas a desarrolladas por la perforación de dos pozos en el campo Ixtal.

El Activo Integral Litoral de Tabasco registró un incremento en su reserva probada de aceite al 1 de enero de 2009 por 178.9 millones de barriles. Este volumen es resultado de los incrementos en la reserva probada desarrollada por 124.0 millones de barriles y 54.8 millones en la probada no desarrollada. Los campos que registran las principales variaciones positivas en reserva probada desarrollada son Bolontikú, Sinán, May y Yaxché, con 74.8, 16.9, 14.4, y 13.2 millones de barriles, respectivamente, como resultado del desarrollo en Bolontikú y May, revisiones y desarrollo en Sinán y actividades de delimitación en el último campo mencionado.

Para el caso de la reserva probada no desarrollada de aceite, en el Activo Integral Litoral de Tabasco los campos Tsimin, Xanab, y Tecoalli, aportan incrementos que ascienden a 41.8, 9.7, y 6.1 millones de barriles, por concepto de adición exploratoria.

Al 1 de enero de 2009, las reservas probadas de gas natural son 3,462.9 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose 35.9 por ciento de la reserva ó 1,243.1 miles de millones de pies cúbicos en el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, mientras que Litoral de Tabasco participa con 1,911.2 miles de millones de pies cúbicos ó 55.2 por ciento, mientras que el restante 8.9 por ciento correspondiente a un volumen de 308.6 miles de millones pertenece a Holok-Temoa.

La reserva probada de gas natural a nivel regional, reporta un incremento neto por 1,049.8 miles de millones de pies cúbicos, con respecto al 1 de enero de 2008. Esta variación se integra por un aumento en reserva probada desarrollada por 751.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y 298.3 miles de millones de pies cúbicos en la reserva no desa-

rollada. El Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc registra un incremento en la reserva probada de 359.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta situación se explica por la variación positiva de 402.6 miles de millones de pies cúbicos en la reserva probada desarrollada localizada principalmente en los campos Ixtal, Caan, Chuc, Homol, Manik y Taratunich, con 184.5, 133.2, 52.8, 20.3, 9.7 y 9.3 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, básicamente por concepto de comportamiento y reclasificación de reservas.

La reserva probada del Activo Integral Litoral de Tabasco presentó un incremento por 690.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, y donde la reserva probada desarrollada explica una variación positiva por 348.9 miles de millones de pies cúbicos. Adicionalmente, se registró una variación positiva por 341.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural de la reserva probada no desarrollada. En particular, el incremento registrado en la categoría de reserva probada desarrollada se explica principalmente por actividades de desarrollo en los campos May que significan 190.4 miles de millones pies cúbicos de gas natural, Bolontikú que registra un incremento por 139.4 miles de millones de pies cúbicos y Sinán cuya aportación fue de 10.8 miles de millones de pies cúbicos. En lo referente a la reserva probada no desarrollada de gas natural, el incremento se debe fundamentalmente al resultado de las actividades exploratorias en los campos Tsimin, Xanab, y Tecoalli, que en conjunto aportan un volumen de 387.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Adicionalmente, en el campo May por reclasificación de reservas como resultado del desarrollo en el campo, se presenta una reducción por 44.1 miles de millones de pies cúbicos.

La reserva probable de aceite crudo de la región, al 1 de enero de 2009, presenta un aumento de 73.6 millones de barriles de aceite con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc registró un decremento de 92.4 millones de barriles de

aceite, valor que al combinarse con el incremento en el Activo Integral Litoral de Tabasco por 166.0 millones de barriles, explican la variación positiva antes mencionada. Básicamente la actividad exploratoria permitió incorporar volúmenes de reservas por más de 61 millones de barriles de aceite, en los campos Xanab a nivel Jurásico, Tsimin y Tecoalli. El campo Sinán, por desarrollo y revisión también presentó un incremento por 35.8 millones de barriles de aceite. Por su parte los campos May y Bolontikú, como resultado de su desarrollo, tuvieron incrementos por 34.0 y 32.5 millones de barriles. De esta manera, la reserva probable de aceite al 1 de enero de 2009, asciende a 985.5 millones de barriles.

Respecto a la reserva probable de gas, ésta presentó un incremento de 461.6 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 77.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el incremento en Litoral de Tabasco por 539.2 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 100 miles de millones de pies cúbicos. En contraparte, el campo Homol del mismo activo, por desarrollo tuvo un incremento por 43.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Asimismo, las incorporaciones exploratorias en el Activo Integral Litoral de Tabasco adicionaron 210.2 miles de millones de pies cúbicos. El desarrollo y revisión de May, Bolontikú y Sinán, por su parte, originaron incrementos por 180.7, 65.6, y 80.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, integrándose así la variación positiva en el Activo Integral Litoral de Tabasco.

Al 1 de enero de 2009, las reservas posibles de aceite y gas natural de la región ascienden a 1,056.0 millones de barriles y 3,433.0 miles de millones de cúbicos, respectivamente. La reserva posible de

aceite en la Región Marina Suroeste presenta una variación positiva por 35.1 millones de barriles con respecto a la cifra estimada al 1 de enero de 2008. En esta categoría, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presenta un decremento por 36.0 millones de barriles, atribuible principalmente a la delimitación en el campo Homol, que desincorpora 35.5 millones de barriles. Sin embargo, en esta categoría el Activo Integral Litoral de Tabasco registra un incremento por 71.1 millones de barriles de aceite crudo. Esta variación se sitúa fundamentalmente en los descubrimientos de Tsimin, Tecoalli y Xanab (Jurásico), que aportan 48.1, 30.8, y 7.7 millones de barriles de aceite, respectivamente.

Para el caso de la reserva posible de gas natural de la región, reporta una variación positiva de 165.4 miles de millones de pies cúbicos con respecto al año anterior. En particular, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc, registra un decremento de 266.4 miles de millones de pies cúbicos, originado principalmente por la delimitación en Homol, que condujo a la desincorporación de 264.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sin embargo, en el Activo Integral Litoral de Tabasco se tuvo un incremento por 432.0 miles de millones de pies cúbicos de reserva posible de gas natural, destacando el éxito exploratorio logrado al incorporar un volumen por 458.0 miles de millones de pies cúbicos, en los campos Tsimin, Tecoalli y Xanab del Activo Integral Litoral de Tabasco, por 429.3, 21.6, y 7.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente. El cuadro 6.10 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

Al 1 de enero de 2009, se registra una reserva probada de 1,893.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, en la Región Marina Suroeste. Este volumen representa 13.2 por ciento del total nacional. Con relación al año anterior, la reserva presenta una varia-

Cuadro 6.10 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Marina Suroeste al 1 de enero de 2009.

Reserva	Activo	Gas natural mmpc	Gas a entregar en planta mmpc	Gas seco mmpc
Probada	Total	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Abkatún-Pol-Chuc	1,243.1	1,003.0	782.7
	Holok-Temoa	308.6	308.6	272.1
	Litoral de Tabasco	1,911.2	1,661.4	1,331.2
Probable	Total	2,675.9	2,388.4	1,983.2
	Abkatún-Pol-Chuc	437.1	344.9	267.7
	Holok-Temoa	606.9	606.9	535.2
	Litoral de Tabasco	1,631.9	1,436.6	1,180.3
Posible	Total	3,433.0	3,204.7	2,796.6
	Abkatún-Pol-Chuc	104.6	77.0	59.8
	Holok-Temoa	1,514.8	1,514.8	1,385.4
	Litoral de Tabasco	1,813.6	1,612.8	1,351.4

ción neta positiva que asciende a 524.1 millones de barriles. De acuerdo a la figura 6.13, el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc posee 43.3 por ciento del total regional, lo que significa que sus reservas son 819.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando un incremento neto de 245.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. Estos incrementos básicamente se deben a revisiones en los campos Ixtal, Chuc, Caan, Homol, y Manik por 98.6, 57.4, 43.3, 18.5 y 14.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

En el Activo Integral Litoral de Tabasco, se concentra 53.0 por ciento de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del total regional, es decir, 1,004.3 millones de barriles, mientras que el restante 3.7 por ciento lo concentra el Activo Integral Holok-Temoa. En el primer activo se presentaron incrementos que totalizan 279.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, los cuales se explican primordialmente por las incorporaciones de Tsimin, Xanab (Jurásico), Yaxché (Terciario), y Tecoalli, que

registran adiciones por 117.7, 11.6, 11.4, y 7.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente. Además en Bolontikú y Sinán, se presentaron incrementos por desarrollo de campos de 85.5 millones de barriles.

La reserva probable de la región al 1 de enero de 2009 asciende a 1,536.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este volumen representa 10.6 por ciento de las reservas del país en esta categoría. La

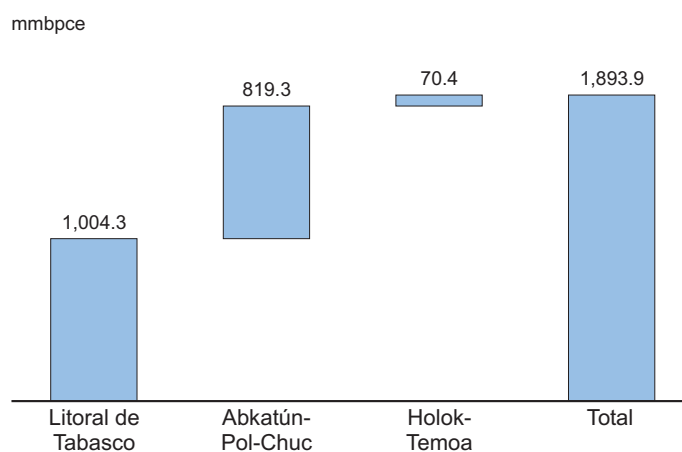


Figura 6.13 Reservas probadas al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

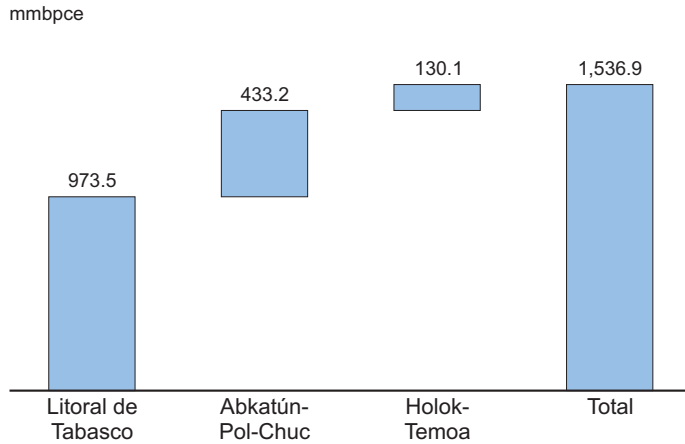


Figura 6.14 Reservas probables al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

figura 6.14 presenta la distribución de las reservas a nivel activo. En comparación con la cifra al 1 de enero de 2008, el volumen de la región actual presenta un incremento de 132.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, los campos del Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc presentaron decrementos por un total de 116.2 millones de barriles, principalmente por la reclasificación de reservas en Ixtal por 104.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La variación positiva por 248.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el Activo Integral Litoral de Tabasco, se debe principalmente a los descubrimientos realizados de Tsimin, Xanab (Jurásico), Yaxché (Ter-

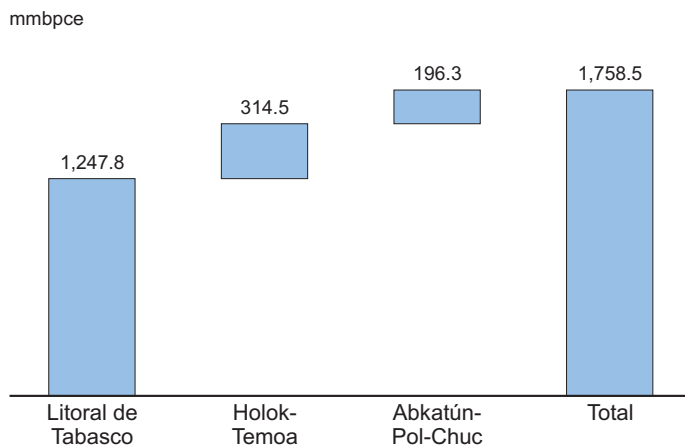


Figura 6.15 Reservas posibles al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Marina Suroeste.

ciario) y Tecoailli,, que aportaron volúmenes por 54.7, 38.8, 16.7, y 10.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cuantificando en total 121.1 millones de barriles. Los incrementos debidos a desarrollo de campos, se sitúan en May y Bolontikú por 50.7 y 44.0 millones de barriles. Mientras que en Sinán, por desarrollo y revisión, la variación positiva asciende a 48.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En contraparte, conviene mencionar que también se presentaron reducciones de la reserva probable de petróleo crudo equivalente, sin embargo no fueron significativos para contrarrestar los resultados exitosos antes citados.

Al 1 de enero de 2009, la reserva posible de la región en términos de petróleo crudo equivalente ascendió a 1,758.5 millones de barriles, como se muestra en la figura 6.15. Este volumen significa 11.9 por ciento de la cifra nacional respectiva. Así, a la fecha indicada se presenta un incremento por 33.4 millones de barriles en relación al año anterior. A nivel activo integral, Abkatún-Pol-Chuc, reporta un decremento por 95.2 millones de barriles, principalmente por la delimitación en el campo Homol, que disminuye su volumen en 92.8 millones de barriles de crudo equivalente. En cuanto al Activo Integral Litoral de Tabasco, éste registró una variación positiva que asciende a 129.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La actividad exploratoria culminó con los descubrimientos de los campos Tsimin, Tecoailli y Xanab (Jurásico) por 135.3, 36.0, y 9.1 millones de barriles. Asimismo, se tuvieron decrementos por desarrollo y revisión en Sinán que ascienden a 60.9 millones de barriles, los cuales sin embargo no afectaron los resultados favorables de la incorporación exploratoria antes mencionados.

La figura 6.16 ilustra el balance de la reserva 3P de petróleo crudo equivalente de la región al 1 de enero de 2009 y su comparación respecto a los años 2006 a 2008.

mmbpce



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

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de la Región Marina Suroeste es de 7.3 años, considerando una producción constante de 260.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Para el caso de la reserva probada más probable, la relación resulta de 13.2 años, mientras que utilizando la reserva 3P es de 19.9 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 9.6 años. Para el caso específico del Activo Integral Holok Temoa, se estima incorporar producción en 2012 con el proyecto integral Lakach.

Considerando las reservas 2P de petróleo crudo equivalente, la relación resulta de 8.1 y 18.9 años para los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente. En el caso de las reservas 3P o totales, los valores son 9.3 años para el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc y 30.8 años para Litoral de Tabasco.

Cuadro 6.11 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
2007	Total	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0
	Probada	1,038.0	68.1	161.1	360.0	1,627.2
	Probable	744.2	36.8	81.0	254.0	1,116.0
	Posible	1,118.8	70.5	165.6	549.0	1,903.8
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

Reservas por tipo de fluido

Las reservas de hidrocarburos en función del tipo de fluido son mostradas en el cuadro 6.11 referidas al 1 de enero de los años 2007 a 2009, para las respectivas categorías asociadas. Así, la reserva probada remanente al cierre de 2008 de 1,893.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, se compone en 62.1 por ciento de aceite crudo, 2.0 por ciento de condensado, 11.7 por ciento de líquidos de planta y 24.2 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

Para el caso de la reserva probable, el volumen de 1,536.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, está constituido por 64.1 por ciento de aceite crudo, 1.5 por ciento de condensado, 9.5 por ciento de líquidos de planta y 24.8 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

La reserva posible de petróleo crudo equivalente alcanza 1,758.5 millones de barriles y está distribuida en 60.0 por ciento de aceite crudo, 1.3 por cien-

to de condensado, 8.1 por ciento de líquidos de planta y 30.6 por ciento de gas seco equivalente a líquido.

6.3 Región Norte

La extensión de la región es de aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, conformada por una porción terrestre y otra marina. Se localiza en la parte Norte de la República Mexicana, colindando al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el Río Tesechoacán, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico, figura 6.17. Administrativamente, como se muestra en la figura 6.18, la región está conformada por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, de reciente creación, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, y cuyas actividades están enfocadas al desarrollo y optimización de la explotación de los campos existentes, mientras que las actividades de incorporación de reservas y



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.

evaluación del potencial esta a cargo del Activo Regional de Exploración.

Al 1 de enero del presente año, la región se mantiene como la principal productora de gas natural y donde se desarrolla la mayor actividad en lo que a desarrollo de campos se refiere. Asimismo, de nueva cuenta la Región Norte es la más importante en cuanto a reservas probables y posibles de aceite y gas natural del país.

Durante el año 2008, la producción anual de aceite de la región fue de 31.9 millones de barriles, en tanto que la producción de gas natural ascendió 931.1 miles de millones de pies cúbicos. Estas cifras representan el 3.1 y 36.8 por ciento de las producciones nacionales de aceite y gas natural, respectivamente.

En cuanto a la producción de gas natural en el contexto nacional para 2008, la Región Norte ocupa la primera posición, al ubicarse en una producción promedio diaria de 2,543.9 millones de pies cúbicos. Lo anterior se basa en la perforación de desarrollo

realizada particularmente en el Activo Integral Burgos, donde se perforaron 201 pozos.

Por otra parte, las actividades exploratorias registradas durante 2008 incluyen descubrimientos que condujeron a la adición de reservas de gas no asociado en los activos integrales Burgos y Veracruz. En el primer caso destaca el pozo Cali-1, el cual adicionó reservas de gas seco, mientras que en el Activo Integral Veracruz la perforación del pozo Cauchy-1, dio la pauta para realizar el descubrimiento más grande de gas seco durante el 2008, incorporándose de esta forma el mayor volumen de reservas de gas seco a nivel nacional.

6.3.1 Evolución de volúmenes originales

La evolución durante los últimos tres años de los volúmenes originales de la Región Norte, en términos de aceite crudo y gas natural, se muestra en el cuadro 6.12. De esta forma, al 1 de enero de 2009 el volumen probado de aceite es de 41,592.2 millones de

barriles, mientras que el de gas natural asciende a 66,663.6 miles de millones de pies cúbicos. Los volúmenes anteriores significan 27.6 y 36.8 por ciento de los totales nacionales de aceite y gas natural. Regionalmente, 66.3 por ciento del volumen original probado de aceite se localiza en los campos pertenecientes al Activo Integral Poza Rica-Altamira, 31.5 por ciento corresponde al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y el restante 2.2 por ciento en los activos integrales Veracruz y Burgos. En lo que se refiere al volumen original probado de gas natural, el 60.1 por ciento se localiza en los campos del Activo Integral Poza Rica-Altamira, 25.0 por ciento en los campos del Activo Integral Burgos, 8.2 por ciento en el Activo Integral Veracruz y 6.7 por ciento en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

En cuanto a los volúmenes originales probables de aceite y gas, éstos ascienden a 72,895.5 millones de barriles y 32,576.6 miles de millones de pies cúbicos, los cuales representan 86.4 y 75.4 por ciento de los totales nacionales, respectivamente. En un contexto regional, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo concentra prácticamente la totalidad del volumen probable de aceite, mientras que su volumen original probable de gas natural representa el 89.8 por ciento, en

tanto que el volumen del Activo Integral Burgos es de 7.1 por ciento. El restante 3.1 por ciento se ubica en los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz.

En lo que concierne a los volúmenes originales posibles de aceite y gas natural de la Región Norte al 1 de enero de 2009, los valores son 51,752.8 millones de barriles y 24,660.4 miles de millones de pies cúbicos. Los volúmenes anteriores representan 81.7 y 73.3 por ciento a nivel nacional, respectivamente. Regionalmente al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo le corresponde casi la totalidad del volumen posible de crudo, al registrar un porcentaje de 98.5 por ciento. Para el caso del gas natural al mismo activo le corresponde 83.2 por ciento del volumen, mientras que al Activo Integral Burgos le corresponde el 11.8 por ciento. Los activos integrales Veracruz y Poza Rica- Altamira concentran el remanente 5.0 por ciento.

Referente al volumen original probado de gas asociado de la región al 1 de enero de 2009, su valor resulta de 45,306.1 miles de millones de pies cúbicos, mientras que el volumen correspondiente al gas no asociado es de 21,357.5 miles de millones de pies cúbicos. En particular, en el primer caso 44,322.6 miles de millones de pies cúbicos se relacionan con yacimientos

de aceite y 983.5 miles de millones de pies cúbicos a yacimientos de gas asociado libre. En cuanto al volumen de gas no asociado, 12,441.1 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas húmedo, 8,596.9 miles de millones de pies cúbicos se ubican en acumulaciones de gas seco y 319.6 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas y condensado.

Por lo que toca al volumen original probable de gas natural, 29,413.7 miles de millones de pies cúbicos son de gas asociado y 3,162.9 miles de millones de pies cúbicos son de gas no asociado. Específicamente, para el gas asociado, 29,362.7 miles de millones de pies cúbicos se localizan en yacimientos de acei-

Cuadro 6.12 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Norte.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2007	Total	166,046.7	122,167.7
	Probado	40,180.5	64,776.4
	Probable	77,890.0	33,622.8
	Posible	47,976.2	23,768.5
2008	Total	165,934.0	123,418.8
	Probado	41,176.5	66,792.6
	Probable	76,576.8	33,279.3
	Posible	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
	Posible	51,752.8	24,660.4

te y 51.0 miles de millones de pies cúbicos corresponden a yacimientos de gas asociado libre. Para el volumen de gas no asociado, 2,045.0 miles de millones de pies cúbicos se ubican en yacimientos de gas húmedo, 1,077.0 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas seco y 41.0 miles de millones de pies cúbicos en yacimientos de gas y condensado.

Por último, el volumen original posible de gas natural de la región al 1 de enero de 2009, se conforma de 21,484.5 miles de millones de pies cúbicos de gas asociado, y 3,175.9 de gas no asociado. Para el caso del gas asociado, el 99.8 por ciento se localiza en yacimientos de aceite, mientras que para el gas no asociado el 61.2 por ciento se localiza en yacimientos de gas húmedo, 38.0 por ciento en yacimiento de gas seco y el restante 0.9 por ciento en yacimientos de gas y condensado.

Aceite crudo y gas natural

La Región Norte registra al 1 de enero de 2009 un incremento de su volumen original probado de aceite por 415.7 millones de barriles con respecto al año anterior, como consecuencia de la reclasificación a reservas probadas en los activos integrales Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo. En particular, los campos Poza Rica para el primer activo y Coapechaca y Presidente Alemán para el segundo, destacan dentro de las actividades de reclasificación mencionadas.

Por lo que concierne al volumen original probado de gas natural, la región tiene una reducción de 129.0 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, en relación al año anterior. Esta reducción tuvo lugar principalmente en los campos Papán y Perdiz pertenecientes al Activo Integral Veracruz y Arcos del Activo Integral Burgos.

En cuanto a los volúmenes originales de aceite y gas natural probables de la región, éstos registran una reducción de 3,681.3 millones de barriles y 702.7 miles de millones de pies cúbicos en comparación al 1

de enero de 2008. Esta situación se presenta fundamentalmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, por la reclasificación de volúmenes probables a posibles.

La Región Norte reporta un incremento en sus volúmenes originales posibles de aceite y gas natural al 1 de enero de 2009 de 3,572.0 millones de barriles y 1,313.5 miles de millones de pies cúbicos. Este aumento se presenta primordialmente en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, como consecuencia de la reclasificación de volúmenes de la categoría probable a posible.

6.3.2 Evolución de las reservas

La reserva probada de aceite de la Región Norte al 1 de enero de 2009 es de 828.7 millones de barriles, de éstos 407.8 millones de barriles corresponden a la reserva probada desarrollada y 420.9 millones de barriles a la reserva probada no desarrollada. Además, las reservas probables y posibles de aceite ascienden a 5,845.0 y 5,729.2 millones de barriles, respectivamente. Consecuentemente, las reservas 2P y 3P de aceite suman 6,673.7 y 12,402.9 millones de barriles. Por lo que toca a la reserva probada de gas natural, su valor es de 4,218.7 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 2,890.5 miles de millones corresponden a la reserva probada desarrollada y 1,328.2 miles de millones de pies cúbicos a la reserva no desarrollada. Además, 1,282.0 miles de millones pies cúbicos de la reserva probada de gas natural corresponden a gas asociado y 2,936.7 miles de millones pies cúbicos a gas no asociado. En cuanto a las reservas probables y posibles de gas natural, éstas ascienden 14,901.3 y 17,383.0 miles de millones de pies cúbicos. Consecuentemente, las reservas 2P y 3P ascienden a 19,120.0 y 36,503.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente.

La evolución histórica de los últimos tres años de las reservas probadas, probables y posibles se presenta

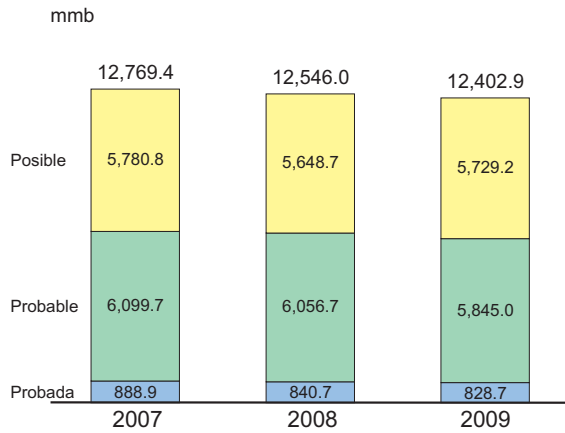


Figura 6.19 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.

en las figuras 6.19 y 6.20 para aceite y gas natural, mientras que la composición de las reservas 2P y 3P por tipo de fluido y a nivel activo se muestra en los cuadros 6.13 y 6.14.

Al 1 de enero de 2009, el 8.0 por ciento de la reserva probada de aceite del país se ubica en la Región Norte. Regionalmente, 60.5 por ciento de dicha reserva se concentra en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 38.0 por ciento y el Activo Integral Veracruz con 1.5 por ciento. En cuanto a la reserva probada de gas natural, el volumen de la región representa 23.9 por ciento del total nacional, cifra sustentada a nivel regional por el Activo Integral Burgos en primer lugar

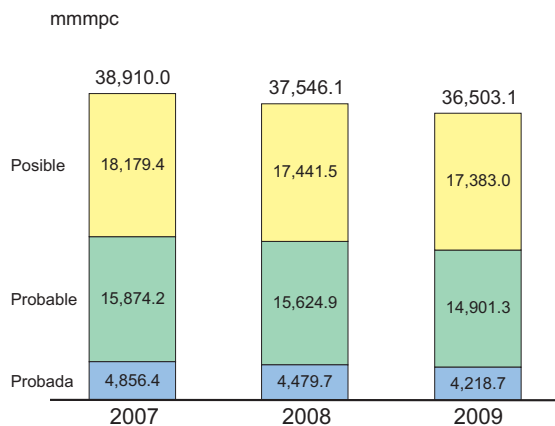


Figura 6.20 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Norte en los últimos tres años.

con 45.8 por ciento, seguido de los activos integrales Veracruz, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira con 20.7, 19.5 y 13.9 por ciento, respectivamente.

En cuanto a las reservas probadas desarrolladas de aceite y gas natural, sus volúmenes al 1 de enero de 2009 representan 5.3 y 25.2 por ciento de los totales nacionales. En un contexto regional, los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira concentran casi la totalidad de la reserva probada desarrollada de aceite con 97.5 por ciento, el porcentaje restante se ubica en el Activo Integral Veracruz. Por lo que concierne a la reserva probada desarrollada de gas natural, la mayor proporción se localiza en el Activo Integral Burgos con 46.2 por ciento, mientras que el Activo Integral Veracruz se coloca en segundo lugar con 26.5 por ciento. Los activos integrales Poza Rica-Altamira y Aceite Terciario del Golfo contribuyen con 16.1 y 11.2 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural se ubican a nivel nacional en 15.2 por ciento para el caso del aceite y 21.4 por ciento para el gas natural. A nivel regional al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo le corresponde 79.0 por ciento de la reserva probada no desarrollada de aceite, seguido del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 20.4 por ciento. En cuanto a la reserva de gas natural, 45.0 por ciento de la reserva probada no desarrollada se localiza en el Activo Integral Burgos, seguido del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo con 37.8 por ciento y del Activo Integral Poza Rica-Altamira con 9.2 por ciento.

Las reservas probables de aceite y gas natural de la región al 1 de enero de 2009 representan, a nivel nacional, 56.3 y 74.1 por ciento, respectivamente. En el ámbito regional, 94.2 por ciento de la reserva se asocia al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, lo cual se debe a que el activo mencionado concentra el total de las reservas del Paleocanal de Chicontepepec. Por lo que respecta a las reservas probables de gas natural,

Cuadro 6.13 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	2,575.1	3,283.7	814.9	14,435.0	4,685.1
Aceite Terciario del Golfo	2,321.3	2,874.4	812.5	13,693.8	0.0
Burgos	0.0	0.0	0.0	3.8	3,062.6
Poza Rica-Altamira	235.7	409.2	2.4	702.3	589.6
Veracruz	18.1	0.0	0.0	35.1	1,032.8

el mismo activo registra un porcentaje de 86.4 por ciento, colocándose a continuación el Activo Integral Burgos con 7.6 por ciento, seguido de los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz con 4.7 y 1.3 por ciento, respectivamente.

Las reservas posibles de aceite y gas natural de la Región Norte al 1 de enero de 2008, representan a nivel nacional 56.4 y 76.9 por ciento, respectivamente. Al igual que en la categoría probable, regionalmente el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo reporta los mayores porcentajes de las reservas posibles de aceite y gas natural con 96.8 y 87.0 por ciento, lo cual nuevamente se debe a que dicho activo comprende exclusivamente la totalidad de las reservas del Paleocanal de Chicontepec.

La adición de las reservas probadas, probables y posibles, denominadas 3P, de aceite y gas natural de la Región Norte son 12,402.9 millones de barriles y 36,503.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. En el ámbito nacional, las cifras anteriores significan 40.1 y 60.5 por ciento, respectivamente. Asi-

mismo, a nivel regional el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo comprende la mayor parte de la reserva 3P de aceite con 93.2 por ciento, esto es, 11,554.0 millones de barriles. En lo que se refiere al gas natural, de nueva cuenta el activo antes mencionado se coloca en la primera posición al registrar 79.0 por ciento, en segundo lugar aparece el Activo Integral Burgos con 13.1 por ciento, seguido de los activos integrales Poza Rica-Altamira y Veracruz con 4.6 y 3.4 por ciento, respectivamente.

Aceite crudo y gas natural

A partir de las actividades de desarrollo de campos realizadas durante 2008, las cuales se tradujeron en la terminación de 485 pozos, las reservas de aceite crudo y gas natural de la Región Norte mostraron variaciones en sus diferentes categorías, como se indica a continuación.

Al 1 de enero de 2009, el volumen de la reserva probada de aceite registra una reducción neta de 12.0 millones de barriles en relación al año anterior, reduc-

Cuadro 6.14 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	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	6,619.4
Aceite Terciario del Golfo	3,880.1	6,192.7	1,481.2	28,822.7	0.0
Burgos	0.0	0.0	0.0	3.8	4,783.1
Poza Rica-Altamira	268.4	547.7	4.3	937.5	729.3
Veracruz	28.5	0.0	0.0	119.7	1,107.0

ción generada principalmente por la producción extraída durante 2008, la cual alcanzó 31.9 millones de barriles. Si el efecto de la producción extraída no es considerado, entonces se observa un incremento a la reserva probada remanente por 19.9 millones de barriles. Esta situación obedece en gran parte a las actividades de desarrollo de campos, principalmente en Corralillo, Agua Fría y Coapechaca del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, Aguacate y Poza Rica del Activo Integral Poza Rica-Altamira y Perdiz del Activo Integral Veracruz. Es pertinente mencionar que la reactivación de campos maduros en la región ha brindado buenos resultados, ejemplos tangibles de ello son el campo Temapache y recientemente el campo Aguacate, los cuales forman parte del Activo Integral Poza Rica-Altamira.

Por lo que concierne a la reserva probada de gas natural, ésta presenta un decremento neto de 261.0 miles de millones de pies cúbicos, situación que se atribuye básicamente al efecto de la producción durante el 2008 de 931.1 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, al eliminar el efecto de la producción se observa un incremento en las reservas remanentes por 670.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. En particular, 22.6 por ciento de este incremento se debe a las adiciones exploratorias que totalizaron 151.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y donde destacan los pozos Cali-1 en la Cuenca de Burgos y Cauchy-1 en la Cuenca de Veracruz, los cuales incorporaron 22.0 y 86.1 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Por otra parte, los campos en explotación que observaron incrementos en su reserva probada de gas natural por desarrollo de campos son Culebra, Nejo, Velerero, Fundador, Cuervito y Forastero, del Activo Integral Burgos, con 49.7, 36.1, 32.0, 31.9, 34.3 y 28.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Asimismo, se tuvieron aumentos en Coapechaca, Corralillo y Agua Fría del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, con 18.1, 13.1 y 11.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Adicionalmente, se tuvieron incrementos en los campos

Playuela, Lizamba y Papán del Activo Integral Veracruz, con 16.4, 13.2 y 11.6 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

En relación a las reservas probables de aceite y gas natural de la Región Norte, al 1 de enero de 2009 los volúmenes ascienden a 5,845.0 millones de barriles y 14,901.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La comparación de las cifras anteriores con las correspondientes al 1 de enero del año anterior, resulta en reducciones netas por 211.7 millones de barriles de aceite y 723.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Los decrementos anteriores tienen lugar básicamente por la reclasificación de reservas probables a posibles y por revisión, tanto de aceite y gas natural, en los campos del Paleocanal de Chicontepec del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Por lo que se refiere a las reservas posibles de aceite y gas natural, los volúmenes reportados al 1 de enero del presente año son 5,729.2 millones de barriles y 17,383.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Los valores anteriores al compararse con los volúmenes reportados el año anterior exhiben, para el caso del aceite, una variación positiva por 80.5 millones de barriles, y para el gas natural una reducción de 58.5 miles de millones de pies cúbicos. El incremento en las reservas posibles de aceite se debe principalmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en los campos del Paleocanal de Chicontepec. Con respecto al decremento observado en las reservas posibles de gas natural, éste es originado por el comportamiento de los yacimientos, principalmente en los campos Tajín, Patlache, Mareógrafo, Dandi, Casta y Kosni con 111.4, 36.2, 28.1, 23.1, 14.1 y 10.2 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Sin embargo, estos decrementos fueron compensados parcialmente por las incorporaciones exploratorias las cuales totalizaron 244.3 miles de millones de pies cúbicos. Finalmente, el cuadro 6.15 presenta la distribución, a nivel activo, de las reservas remanentes de gas al 1 de enero de 2009.

Cuadro 6.15 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Norte al 1 de enero de 2009.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Aceite Terciario del Golfo	824.6	727.2	603.0
	Burgos	1,933.4	1,878.1	1,825.6
	Poza Rica-Altamira	587.7	451.7	403.6
	Veracruz	873.0	865.4	861.1
Probable	Total	14,901.3	13,302.2	11,310.0
	Aceite Terciario del Golfo	12,869.1	11,403.8	9,482.4
	Burgos	1,133.0	1,105.5	1,075.5
	Poza Rica-Altamira	704.3	600.3	560.5
	Veracruz	194.9	192.6	191.5
Posible	Total	17,383.0	15,389.9	13,001.8
	Aceite Terciario del Golfo	15,129.0	13,274.5	10,970.5
	Burgos	1,720.4	1,668.9	1,626.2
	Poza Rica-Altamira	374.8	293.7	261.6
	Veracruz	158.8	152.9	143.5

Petróleo crudo equivalente

La reserva probada de la Región Norte al 1 de enero de 2009 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 1,652.4 millones de barriles, volumen que significa 11.5 por ciento de la reserva probada nacional. La figura 6.21 muestra la distribución de la reserva por activo integral. Para esta categoría se presenta un incremento neto de 144.5 millones de barriles, en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior, como consecuencia de las incorporaciones exploratorias, actividades de desarrollo de campos y revisiones del comportamiento de presión-producción de los yacimientos.

En cuanto a la reserva probable expresada en petróleo crudo equivalente, ésta presenta un decremento neto de 371.5 millones de barriles, debido primordialmente a la reclasificación de reservas probables a posibles en los campos de Paleocanal de Chicontepec. De esta for-

ma, la reserva al 1 de enero de 2009 registra un volumen de 8,862.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, al cual le corresponde 61.1 por ciento a nivel nacional. La figura 6.22 detalla la distribución de las reservas probables para cada uno de los activos integrales de la región.

En relación a la reserva posible de petróleo crudo equivalente el volumen al 1 de enero de 2009 alcanza

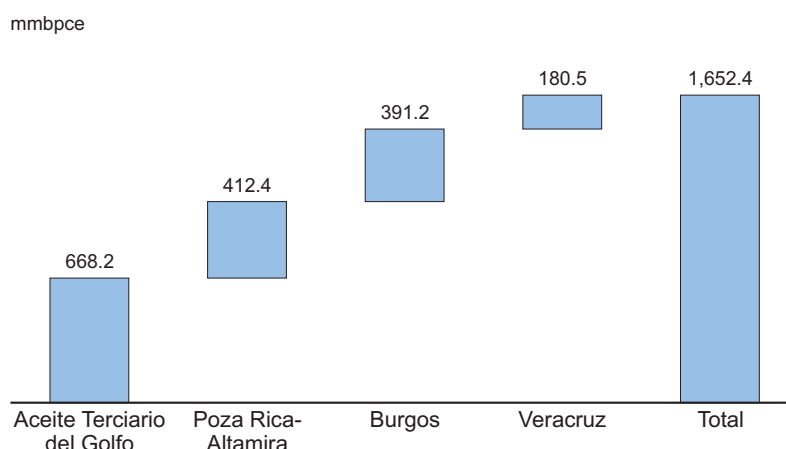


Figura 6.21 Reservas probadas al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Norte.

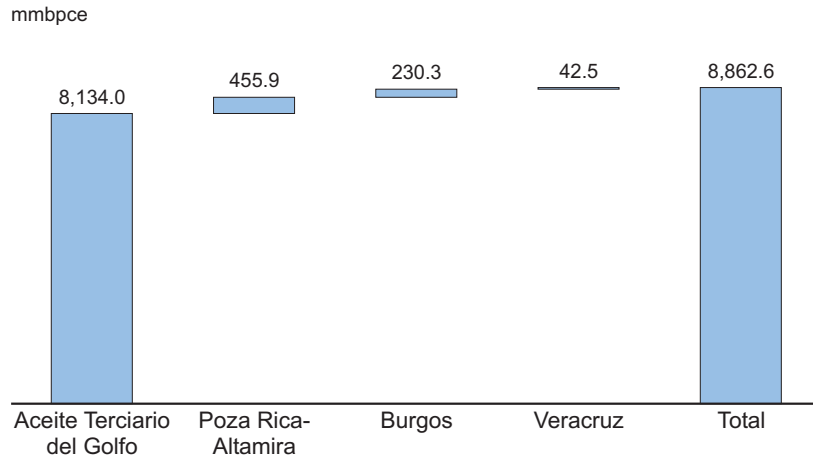


Figura 6.22 Reservas probables al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Norte.

9,209.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, el cual representa 62.5 por ciento del volumen total de reserva posible nacional. La figura 6.23 presenta la distribución de reservas posibles a nivel activo integral. Las reservas del presente año tuvieron un incremento por 16.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior, el cual se debe principalmente a las incorporaciones exploratorias realizadas durante 2008.

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de las reservas probadas más probables más posibles, al 1 de enero de 2009 asciende a 19,724.8 millones de barriles; esta cantidad a nivel nacional significa 45.3 por ciento de

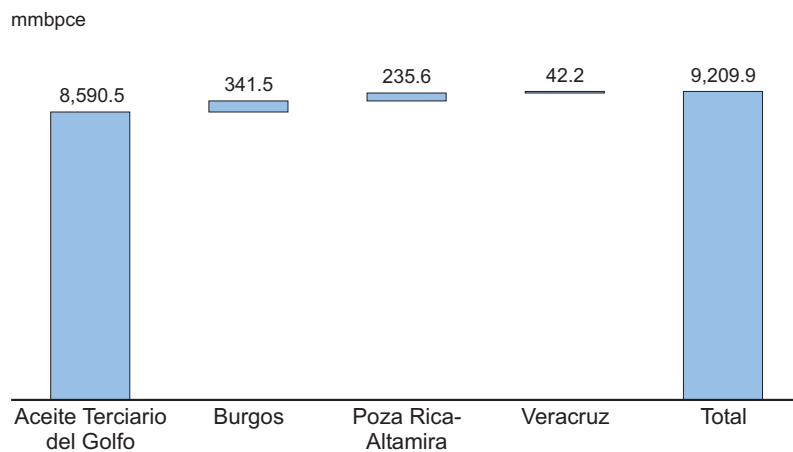


Figura 6.23 Reservas posibles al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Norte.

la reservas 3P. En particular, regionalmente el mayor porcentaje de la reserva, es decir, 88.2 por ciento se localiza en los campos pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo. Al comparar la reserva 3P de crudo equivalente en cuestión, con la reportada el año anterior, se observa una reducción neta de 210.6 millones de barriles, la cual se debe principalmente a la producción extraída durante 2008 que alcanzó 213.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La figura 6.24 ilustra lo anterior,

además de detallar la composición de la reserva 3P de la Región Norte.

Relación reserva-producción

En lo que se refiere a la relación reserva probada de petróleo crudo equivalente-producción, al 1 de enero de 2009 su valor es de 7.7 años. La estimación anterior es el cociente que resulta de dividir la reserva 1P entre la producción del 2008 de 213.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por lo que se refiere a la reserva 2P, es decir, la suma de las reservas probada y probable de petróleo crudo equivalente, la relación reserva-producción resulta de 49.2 años, y para el caso de la reserva 3P, esto es, la adición de los volúmenes de reservas probada, probable y posible de petróleo crudo equivalente, la cifra asciende a 92.4 años. Es evidente, que las diferencias que existen entre la relación estimada para las reserva 1P y las correspondientes a las reservas 2P y 3P, se deben a que dos estas últimas están afectadas por los volúmenes de reservas probables y posibles de los campos del Paleocanal de Chicontepec pertenecientes al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, las cuales de hecho son las cantidades más elevadas en tales categorías a nivel nacional.

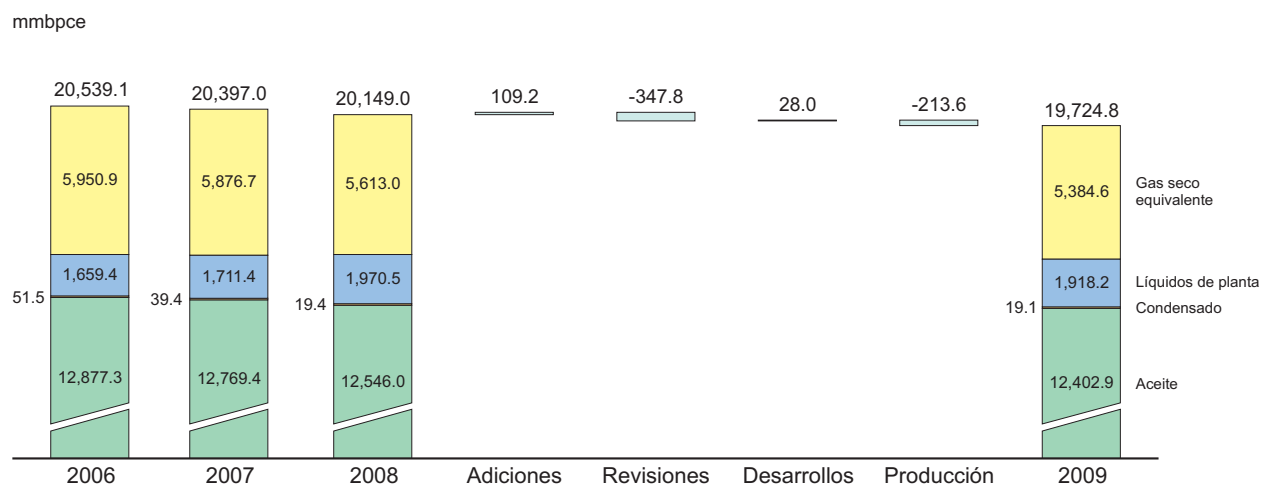


Figura 6.24 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Norte.

Considerando la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción es de 26.0 años, mientras que para las reservas 2P y 3P de aceite resultan de 209.4 y 389.1 años, respectivamente. Conviene mencionar, que los resultados anteriores consideran la producción anual de 31.9 millones de barriles de aceite. Por lo que toca al gas natural, las relaciones reserva-producción para el caso de las reservas 1P, 2P y 3P, son de 4.5, 20.5 y 39.2 años, respectivamente. Estas cifras se obtienen al utilizar la producción anual de gas natural de 931.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Reservas por tipo de fluido

El cuadro 6.16 presenta la evolución para los últimos tres años de las reservas de petróleo crudo equivalente detalladas por tipo de fluido para la Región Norte. De la información anterior, para el año 2009 se observa que 50.2 por ciento del volumen de reserva probada corresponde al aceite, 43.0 por ciento es gas seco equivalente a líquido, 6.4 por ciento son líquidos de planta y 0.5 por ciento es condensado. La reserva probable de petróleo crudo equivalente por su parte, está

Cuadro 6.16 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
2007	Total	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0
	Probada	888.9	18.2	106.4	832.9	1,846.4
	Probable	6,099.7	9.5	751.9	2,360.5	9,221.6
	Posible	5,780.8	11.7	853.1	2,683.3	9,328.9
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
	Posible	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
	Posible	5,729.2	6.5	974.3	2,499.9	9,209.9

constituida en 66.0 por ciento por aceite, 24.5 por ciento por gas seco equivalente a líquido, 9.5 por ciento son líquidos de planta y 0.1 por ciento corresponden a condensados. Por último, la reserva posible de petróleo crudo equivalente está conformada en 62.2 por ciento de aceite, 27.1 por ciento por gas seco equivalente a líquido, 10.6 por ciento le corresponde a líquidos de planta y 0.1 por ciento son condensados.

6.4 Región Sur

La Región Sur tiene una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana. Al Norte colinda con el Golfo de México; al noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el Río Tesechoacán. Al Este limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. La región comprende ocho

estados de la República: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, como se observa en la figura 6.25. Actualmente está conformada por un Activo Regional de Exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, figura 6.26. En el año 2008, la región administró 156 campos con reservas remanentes, dos más que el año anterior. Los campos adicionales, resultado de la actividad exploratoria, son Rabasa y Teotleco. En particular, el Activo Integral Cinco Presidentes posee el mayor número de campos con 43, lo que equivale a 27.6 por ciento del total regional.

Durante 2008 la producción de hidrocarburos de la región fue de 167.9 millones de barriles de aceite y 530.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que se traducen en 16.4 y 21.0 por ciento de la producción total del país, respectivamente. Por



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.

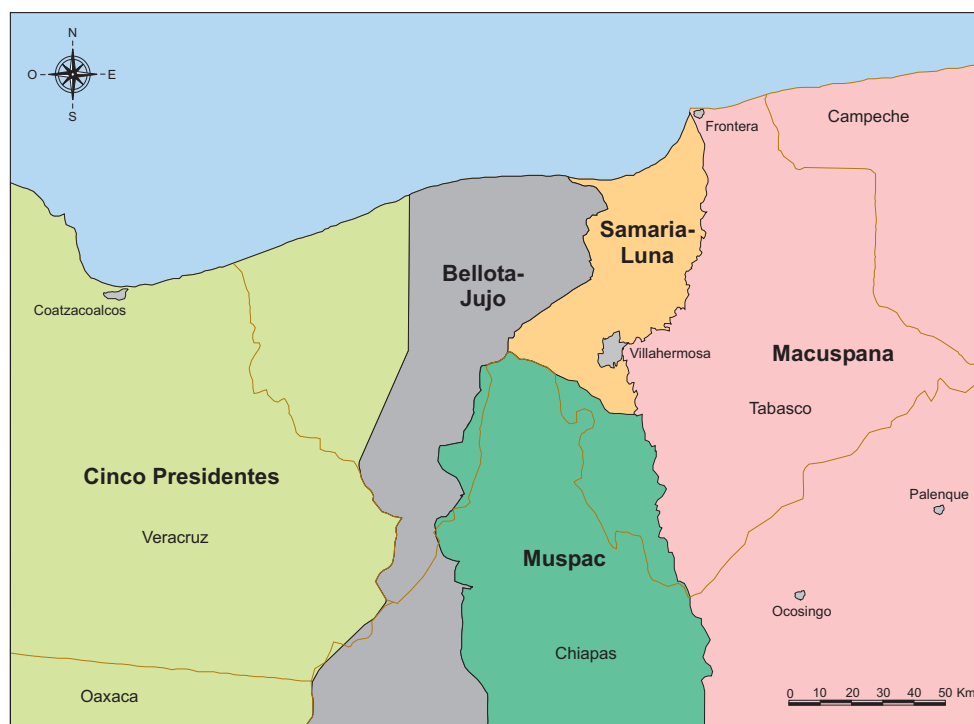


Figura 6.26 Ubicación geográfica de los activos integrales que conforman la Región Sur.

lo que respecta a la producción en términos de petróleo crudo equivalente, el año pasado la Región Sur aportó 287.8 millones de barriles, que corresponden a 19.8 por ciento del total nacional, con lo que se ubica, al igual que en años anteriores, en la segunda posición.

Cuadro 6.17 Evolución histórica en los últimos tres años de los volúmenes originales en la Región Sur.

Año	Volumen	Aceite crudo mmb	Gas natural mmmpc
2007	Total	38,686.4	70,440.7
	Probado	36,358.3	66,706.6
	Probable	1,406.2	2,711.8
	Posible	921.9	1,022.3
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

6.4.1. Evolución de los volúmenes originales

Al 1 de enero de 2009 el volumen original de aceite probado de la región es de 36,926.0 millones de barriles, que representa 24.5 por ciento del volumen original probado del país. El cuadro 6.17 presenta la evolución en los últimos tres años del volumen original de aceite.

En cuanto a los volúmenes originales de aceite en las categorías de probable y posible, éstos ascienden a 2,508.4 y 1,272.4 millones de barriles, respectivamente, los cuales aportan 3.0 y 2.0 por ciento del total nacional. A nivel regional, en lo que se refiere al volumen original probado de aceite, el Activo Integral Samaria-Luna contribuye con el mayor porcentaje, es decir, 33.6 por ciento. En términos del volumen original probable de aceite, el Activo Integral Bellota-Jujo contribuye en mayor proporción con 37.5 por ciento del total regional. Para el volumen original de aceite posible, el Activo Integral Samaria-Luna aporta 64.1 por ciento del total de la región.

Por lo que respecta al volumen original probado de gas natural, la Región Sur aporta 38.0 por ciento del total del país, esto significa un volumen de 68,675.6 miles de millones de pies cúbicos. En términos de volúmenes originales de gas natural en las categorías probable y posible, éstos ascienden a 4,276.9 y 1,505.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, que representan el 9.9 y 4.5 por ciento a nivel nacional en estas categorías. Regionalmente, el Activo Integral Muspac posee el mayor aporte de volumen original probado de gas natural con 23,384.5 miles de millones de pies cúbicos, equivalentes a 34.1 por ciento del total. El Activo Integral Bellota-Jujo con un total de 1,310.0 miles de millones de pies cúbicos, es el principal contribuyente del volumen original probable de gas natural de la región con 30.6 por ciento. Por último, el volumen original posible de gas natural se encuentra principalmente en el Activo Integral Samaria-Luna, que concentra 33.0 por ciento del total.

Aceite crudo y gas natural

La Región Sur registra al 1 de enero de 2009 un incremento de 1.4 por ciento de su volumen original total o 3P de aceite en comparación al año anterior, ubicándose en 40,706.7 millones de barriles. Este incremento se origina principalmente al incremento en la categoría probable debido al desarrollo del campo Sunuapa y al descubrimiento del campo Teotleco.

Por lo que concierne al volumen original total o 3P de gas natural, éste alcanza un valor de 74,457.5 miles de millones de pies cúbicos que representa un incremento de 3.0 por ciento con respecto al año anterior, el cual se presenta principalmente en la categoría probable y se debe básicamente a la incorporación del campo nuevo Teotleco.

Al 1 de enero de 2009 el volumen original de aceite probado es de 36,926.0 millones de barriles, es decir, 0.2 por ciento mayor con respecto al año anterior. Esta variación positiva se origina en los activos inte-

grales Muspac y Samaria-Luna, donde los campos Sunuapa, Caparroso-Pijje-Escuintle y Sen, aumentaron sus volúmenes en 124.0, 91.0 y 59.1 millones de barriles de aceite, respectivamente. En los dos primeros campos se actualizaron sus respectivos modelos geológicos como resultado de la perforación de pozos de desarrollo. Para el campo Sen, igualmente, se tiene un incremento por el resultado de la perforación de 4 pozos durante 2008 y por la nueva reinterpretación sísmica 3D Chopo.

Para el volumen original probado de gas natural al 1 de enero de 2009 la cifra es de 68,675.6 miles de millones de pies cúbicos, que significa un incremento de 2.3 por ciento en relación al año pasado. El sustento de dicho incremento se tiene principalmente en el campo Tizón, con 286.8 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, originado por el desarrollo del campo. Además, el campo Costero también registra un incremento importante con 240.0 miles de millones de pies cúbicos, debido a la nueva reinterpretación sísmica y el desarrollo del campo realizado.

En cuanto al volumen original de aceite probable, se tuvo un incremento de 16.3 por ciento con respecto al año anterior, situándose al 1 de enero de 2009 en 2,508.4 millones de barriles. El campo Sunuapa presenta el principal incremento por 168.6 millones de barriles, el cual se debe a la actualización del modelo geológico del bloque Este, originado por la perforación de los pozos Sunuapa-302 y 304. Asimismo, destacan los incrementos logrado en los activos integrales Muspac y Cinco Presidentes, debido principalmente a las incorporaciones realizadas por los descubrimientos de los campos Teotleco y Rabasa, los cuales aportaron 127.0 y 53.0 millones de barriles de aceite, respectivamente.

En lo que respecta al volumen original probable de gas natural, éste se situó al 1 de enero de 2009 en 4,276.9 miles de millones de pies cúbicos, lo que significa un aumento de 16.1 por ciento con respecto al año anterior. Dicho incremento se debe principalmente

a las incorporaciones exploratorias, originadas por los descubrimientos de los campos Teotleco y Rabasa, estimadas en 340.3 y 35.0 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

El volumen original de aceite en la categoría de posible, se ubica en 1,272.4 millones de barriles, es decir, 12.6 por ciento superior al año pasado. Al igual que en los casos anteriores, este incremento se debe básicamente a la incorporación exploratoria de los campos Rabasa y Teotleco, los cuales contribuyeron con 54.0 y 52.7 millones de barriles, respectivamente.

Referente al volumen original posible de gas natural al 1 de enero de 2009, su valor es de 1,505.0 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un incremento de 6.7 por ciento con respecto al año 2008. Esta variación positiva se origina principalmente en los campos Sen y Paché, los cuales incrementaron sus volúmenes en 157.5 y 142.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Asimismo, el descubrimiento del campo Teotleco aportó 141.2 miles de millones de pies cúbicos. El incremento en el campo Sen se debe a la actualización de la reinterpretación sísmica 3D Chopo, en tanto que en el campo Paché se atribuye al resultado del estudio de caracterización estática del campo.

6.4.2 Evolución de las reservas

La reserva total o 3P de aceite de la Región Sur al 1 de enero de 2009 es de 3,652.9 millones de barriles de aceite, mientras que la de gas natural asciende a 9,406.5 miles de millones de pies cúbicos, que significan 11.8 y 15.6 por ciento, respectivamente, con respecto a las reservas totales a nivel nacional. La evolución histórica de las reservas de aceite y gas natural durante los últimos tres años en la región se ilustra en las figuras 6.27 y 6.28.

Por lo que respecta a las reservas probadas más probables o 2P de la región, al 1 de enero de 2009 éstas

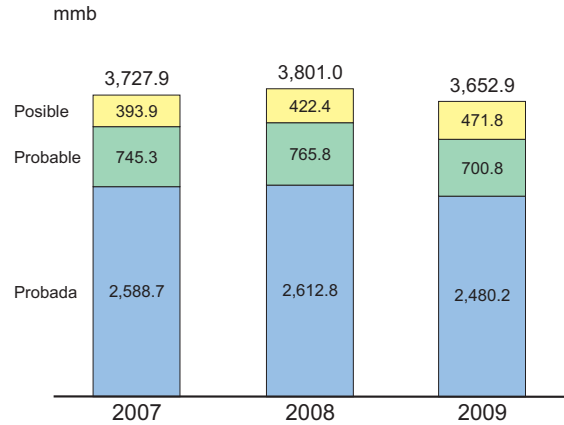


Figura 6.27 Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.

alcanzan un valor de 3,181.1 millones de barriles de aceite y 8,504.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, equivalentes al 15.3 y 22.5 por ciento, respectivamente, con respecto al total del país. En los cuadros 6.18 y 6.19 se muestran, a nivel activo, la distribución de las reservas 2P y 3P clasificadas en aceite pesado, ligero y superligero; y para el gas, en términos de asociado y no asociado.

La reserva probada de aceite de la región, al 1 de enero de 2009, es de 2,480.2 millones de barriles de aceite, lo que representa 23.8 por ciento de la reserva probada total del país. A nivel regional, la reserva de aceite en esta categoría se concentra principalmente en el Activo Integral Samaria-Luna con 49.2 por ciento, es

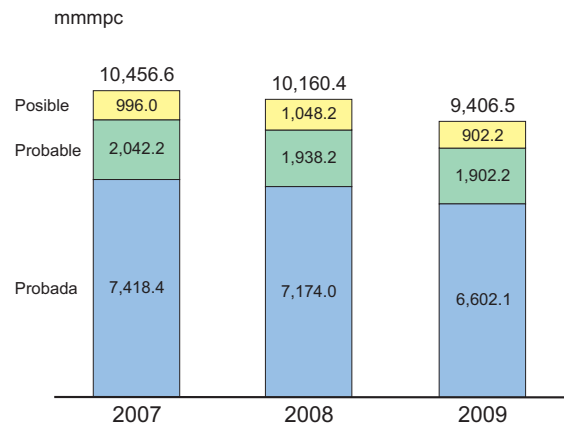


Figura 6.28 Evolución histórica de las reservas remanentes de gas natural de la Región Sur en los últimos tres años.

Cuadro 6.18 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	194.8	2,137.2	849.0	6,282.0	2,222.3
Bellota-Jujo	27.4	791.0	254.0	2,322.5	122.6
Cinco Presidentes	17.5	249.0	16.5	369.5	20.3
Macuspana	0.0	15.4	66.7	7.7	1,096.0
Muspac	15.2	49.9	142.7	521.8	810.4
Samaria-Luna	134.7	1,031.9	369.1	3,060.5	173.0

decir, 1,220.5 millones de barriles de aceite. En cuanto a la reserva probada de gas natural, la región contribuye con 2,650.0 miles de millones de pies cúbicos, lo cual equivale a 37.4 por ciento del total nacional, y donde también el Activo Integral Samaria-Luna es el de mayor importancia, al contribuir con 40.1 por ciento del total regional, seguido del Activo Integral Bellota-Jujo con 32.6 por ciento.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite y de gas natural al 1 de enero del presente año alcanzaron 1,719.4 millones de barriles y 4,062.8 miles de millones de pies cúbicos, los cuales corresponden a 22.5 y 35.5 por ciento a nivel nacional, respectivamente. Las reservas probadas no desarrolladas por su parte, alcanzaron 760.9 millones de barriles de aceite y 2,539.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que son equivalentes a 27.5 y 41.0 por ciento del total nacional.

En cuanto a la composición de las reservas probadas de aceite de la región, estas se distribuyen en 1,910.2

millones de barriles de aceite ligero, que equivalen a 77.0 por ciento, seguidas de las reservas de aceite superligero y finalmente las de aceite pesado, con 520.5 y 49.5 millones de barriles, respectivamente, que equivalen a 21.0 y 2.0 por ciento. Los principales campos de aceite ligero son Jujo-Tecominoacán, Samaria e Iride con 1,401.2 millones de barriles, que corresponden al 73.4 por ciento del total regional.

Con respecto a la reserva probada de gas natural de la Región Sur, se tiene un volumen de gas asociado de 5,222.8 miles de millones de pies cúbicos, que corresponde a 79.1 por ciento del total regional, mientras que al gas no asociado le corresponde 20.9 por ciento restante, esto es, 1,379.3 miles de millones de pies cúbicos. Los campos de gas asociado que contribuyen en mayor medida a la reserva son Jujo-Tecominoacán, Iride, Samaria, Cunduacán y Oxiacaque, que en conjunto suman 3,488.3 miles de millones de pies cúbicos, mientras que la principal aportación a la reserva de gas no asociado proviene de los campos

Cuadro 6.19 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	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	2,648.2
Bellota-Jujo	29.6	798.5	267.5	2,361.4	131.5
Cinco Presidentes	29.9	336.0	24.5	477.3	51.2
Macuspana	0.0	15.5	81.7	7.8	1,291.6
Muspac	15.7	144.2	183.3	728.8	946.6
Samaria-Luna	274.9	1,032.9	418.6	3,183.0	227.3

Chiapas-Copanó, Giralaldas, Costero, Narváez y Muspac, con 879.8 miles de millones de pies cúbicos.

En lo que se refiere a la reserva probable de aceite de la región, su valor es de 700.8 millones de barriles, equivalentes a 6.8 por ciento del total nacional, en tanto que para el gas natural la cifra asciende a 1,902.2 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa 9.5 por ciento del total nacional. Los principales volúmenes de reservas probables de aceite se ubican en los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo, particularmente en los campos Samaria y Cunduacán con 210.4 millones de barriles en conjunto, así como en Tajón y Tepeyil con 50.5 millones de barriles.

Las reservas posibles de la región totalizan 471.8 millones de barriles de aceite, equivalentes al 4.6 por ciento del total a nivel nacional, mientras que para el gas natural la reserva posible asciende a 902.2 miles de millones de pies cúbicos, esto es, 4.0 por ciento del total del país. En los campos Magallanes-Tucán-Pajonal, Iride, Carrizo, Sitio Grande, Sen, Samaria y Sunuapa, se localiza 64.8 por ciento de la reserva posible de aceite de la región, esto es 305.6 millones de barriles.

Aceite crudo y gas natural

La reserva probada de aceite de la región al 1 de enero de 2009, presenta un incremento de 1.3 por ciento con respecto al año anterior, situándose en 2,480.2 millones de barriles. Esta variación positiva se localiza principalmente en los campos Sen, Costero, Sunuapa, Caparroso-Pijije-Escuintle, Guaricho y Mora, que en conjunto reclasificaron a reserva probada 101.6 millones de barriles de aceite. El incremento en estos campos se debe a la actualización de sus respectivos modelos geológicos, realizada por los resultados de la perforación de pozos de desarrollo durante 2008.

Las reservas probadas de gas natural de la Región Sur, en comparación con el año anterior, muestran un decremento de 41.0 miles de millones de pies cúbicos,

alcanzando al 1 de enero de 2009 un valor de 6,602.1 miles de millones de pies cúbicos. Esta reducción se explica fundamentalmente por la producción de 530.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural y el decremento en los campos Samaria y Chiapas-Copanó por 172.8 miles de millones de pies cúbicos. Por lo que respecta a los incrementos en esta categoría de reserva, el campo Costero presenta un valor de 160.6 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, originado por el nuevo modelo geológico basado en el resultado exitoso de la terminación de los pozos Costero-12, 31 y 2.

En cuanto a las reservas probables de aceite de la región, al 1 de enero de 2009, el valor estimado es de 700.8 millones de barriles, lo que significa un decremento de 64.9 millones de barriles en comparación con la reserva al 1 de enero de 2008. Esta disminución de reservas se origina principalmente por los decrementos registrados en los campos Tajón, Paché, Iride, Palangre y Yagual, por 160.8 millones de barriles. En el campo Tajón, la reducción se debe a la revisión del comportamiento presión-producción del pozo Tajón-101, y a los resultados adversos obtenidos en la perforación de los pozos Tajón-105 y 121. En el caso de los campos Paché, Palangre y Yagual, la razón es la desincorporación de bloques en cada uno de los campos y en Iride por la revisión del comportamiento presión-producción del campo. Por otra parte, se tuvieron incrementos que aunque no lograron compensar las reducciones fueron importantes. Por ejemplo, los descubrimientos de los campos Teotleco y Rabasa, que adicionaron 30.8 y 12.2 millones de barriles, respectivamente.

La reserva probable de gas natural de la región presenta un decremento de 36.0 miles de millones de pies cúbicos con respecto al valor reportado el 1 de enero de 2008. De esta forma, al 1 de enero de 2009 la reserva asciende a 1,902.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Esta reducción de reservas se debe básicamente a la revisión del campo Paché.

En cuanto a la reserva posible de aceite de la región al 1 de enero de 2009, ésta presenta un incremento de 49.4 millones de barriles de aceite con respecto a la reportada el 1 de enero de 2008, y se ubica en 471.8 millones de barriles. El incremento en cuestión se localiza principalmente en los campos Sen, Paché, Teotleco, Rabasa y Sunuapa, con 16.9, 13.5, 12.7, 12.4 y 10.3 millones de barriles, respectivamente. El desarrollo del campo Sen y el estudio de caracterización del campo Paché dieron la pauta para incrementar esta categoría de reserva, al igual que el descubrimiento de los campos Teotleco y Rabasa, producto de la actividad exploratoria. Por otro lado, las reservas posibles de gas natural, presentan un decremento con respecto al año anterior por 146.0 miles de millones de pies cúbicos, por lo que la reserva remanente alcanza un valor al 1 de enero de 2009 de 902.2 miles de millones de pies cúbicos. La principal variación negativa se tiene en el campo Costero, debido a la revisión del modelo geológico, basado en la perforación

de pozos de desarrollo. En el cuadro 6.20 se muestra la distribución de las reservas de gas natural, gas entregado a plantas y gas seco en las categorías de reservas probada, probable y posible.

Petróleo crudo equivalente

El volumen de la reserva 3P en términos de petróleo crudo equivalente, es decir, la adición de reservas probada más probable más posible, al 1 de enero de 2009 asciende a 5,862.5 millones de barriles, equivalente al 13.5 por ciento del total nacional. Este valor comparado con el del año anterior, presenta una reducción de 1.1 por ciento, considerando la producción obtenida en 2008. La reserva 3P se localiza principalmente en los campos de los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo, que concentran, 72.5 por ciento del total. En la figura 6.29 se presenta la variación que han sufrido las reservas 3P durante el año 2008, en comparación con los años 2006 y 2007.

Cuadro 6.20 Distribución de reservas remanentes de gas por activo de la Región Sur al 1 de enero de 2009.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	6,602.1	6,242.2	4,782.2
	Bellota-Jujo	2,155.4	1,942.4	1,461.8
	Cinco Presidentes	271.6	219.6	180.7
	Macuspana	609.3	596.5	520.7
	Muspac	915.9	881.2	662.5
	Samaria-Luna	2,650.0	2,602.5	1,956.4
Probable	Total	1,902.2	1,805.7	1,400.9
	Bellota-Jujo	289.7	257.1	193.5
	Cinco Presidentes	118.2	100.9	83.0
	Macuspana	494.4	489.1	398.6
	Muspac	416.3	385.4	294.9
	Samaria-Luna	583.5	573.3	431.0
Posible	Total	902.2	837.2	649.0
	Bellota-Jujo	47.8	42.3	33.5
	Cinco Presidentes	138.7	90.5	74.5
	Macuspana	195.7	193.9	150.9
	Muspac	343.2	336.4	259.2
	Samaria-Luna	176.8	174.1	130.9

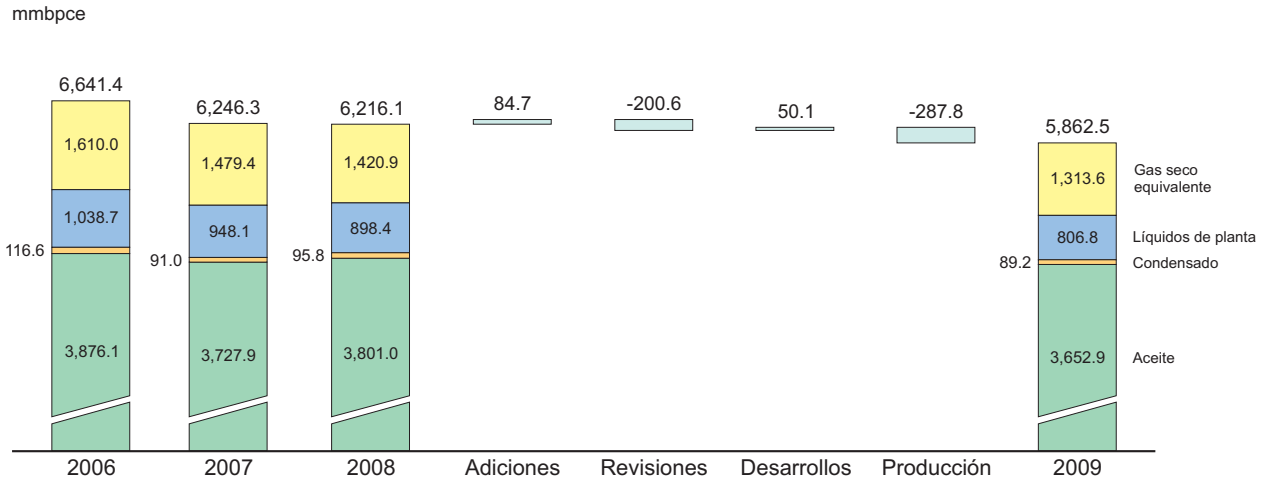


Figura 6.29 Elementos de cambio en la reserva total de la Región Sur.

La reserva probada de la Región Sur al 1 de enero de 2009 en términos de petróleo crudo equivalente asciende a 4,049.1 millones de barriles, volumen que significa 28.3 por ciento de la reserva probada nacional, figura 6.30. En comparación con el año anterior, la reserva presenta un decremento de 4.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, dicha variación negativa se origina principalmente por la revisión del comportamiento presión-producción de los campos Jujo-Tecominoacán y Samaria.

Con relación a la reserva probable de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2009, la región totalizó 1,140.3 millones de barriles, que equivalen al 7.9 por ciento del total de las reservas probables del país,

figura 6.31. Para esta categoría se presenta un decremento de 75.0 millones de barriles en relación al volumen de reservas remanentes del año anterior. Esto se origina principalmente por el resultado desfavorable de los pozos perforados durante 2008 en el campo Tajón.

La reserva posible al 1 de enero de 2009 es de 673.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 4.6 por ciento del total del país, figura 6.32. Con relación al año anterior, la reserva posible de la región presenta un incremento de 13.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta variación positiva se debe principalmente a los campos Sen, Paché, Teotleco y Rabasa, que en conjunto adiciona-

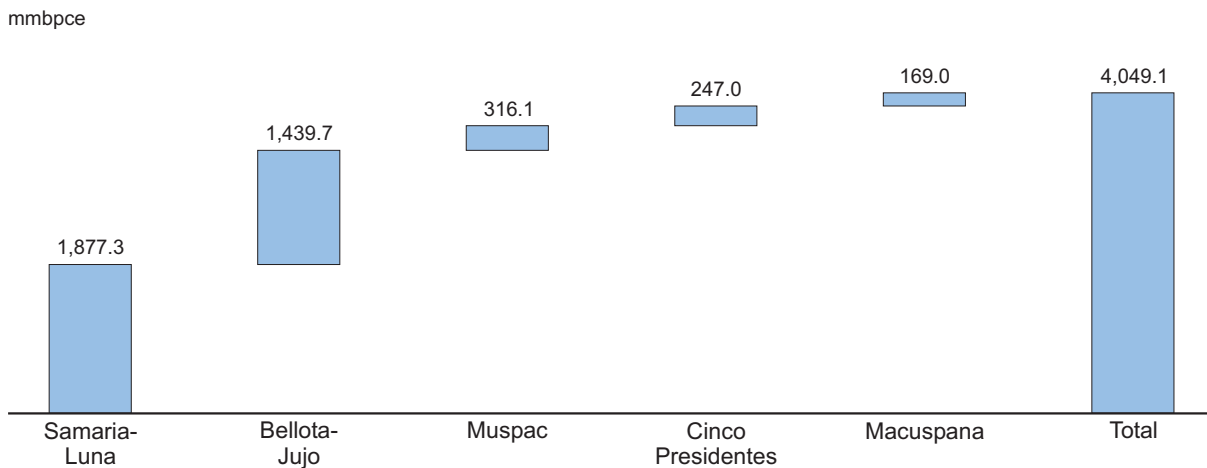


Figura 6.30 Reservas probadas al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Sur.

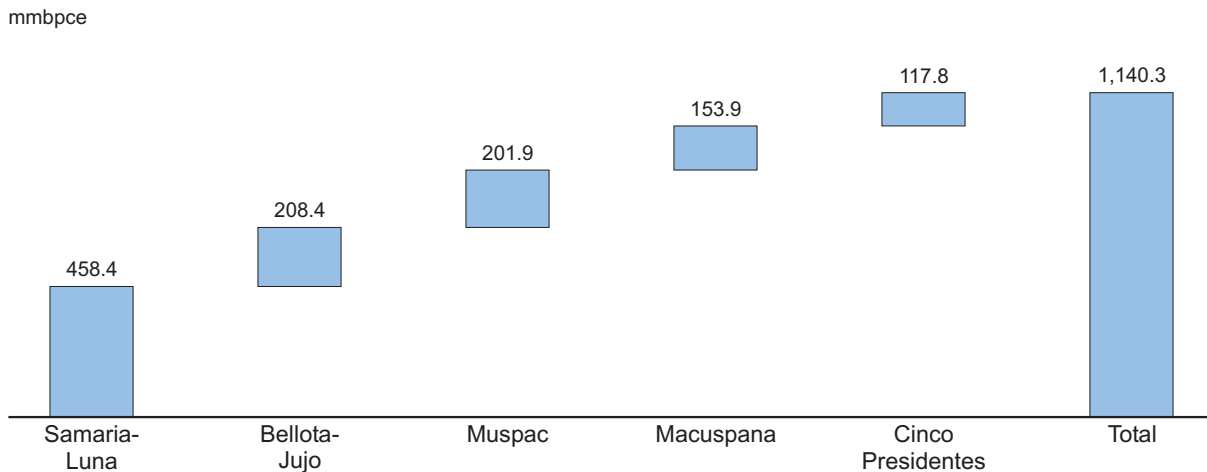


Figura 6.31 Reservas probables al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Sur.

ron 82.0 millones de barriles. Sin embargo, dicho incremento fue contrarrestado por los campos Costero y Tizón, los cuales disminuyeron sus reservas en 40.0 y 30.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

Relación reserva-producción

Considerando la reserva probada de aceite, la relación reserva-producción de la Región Sur es de 14.8 años, utilizando una producción anual de 167.9 millones de barriles de aceite. Si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta 18.9 años, en tanto para la reserva 3P es de 21.8 años. El Activo Integral Samaria-Luna tiene la mayor relación reserva

probada-producción de aceite con 18.1 años, seguido por el Activo Integral Bellota-Jujo con una relación de 14.6 años.

Para el caso de la relación reserva probada-producción de gas natural, ésta resulta de 12.4 años, utilizando una producción anual de 530.9 miles de millones de pies cúbicos, mientras que para las categorías de reservas 2P y 3P se logran valores de 16.0 y 17.7 años, respectivamente. El activo integral que presenta la mayor relación reserva probada-producción es Bellota-Jujo con 23.5 años.

La relación de reserva probada-producción de la región, en términos de petróleo crudo equivalente,

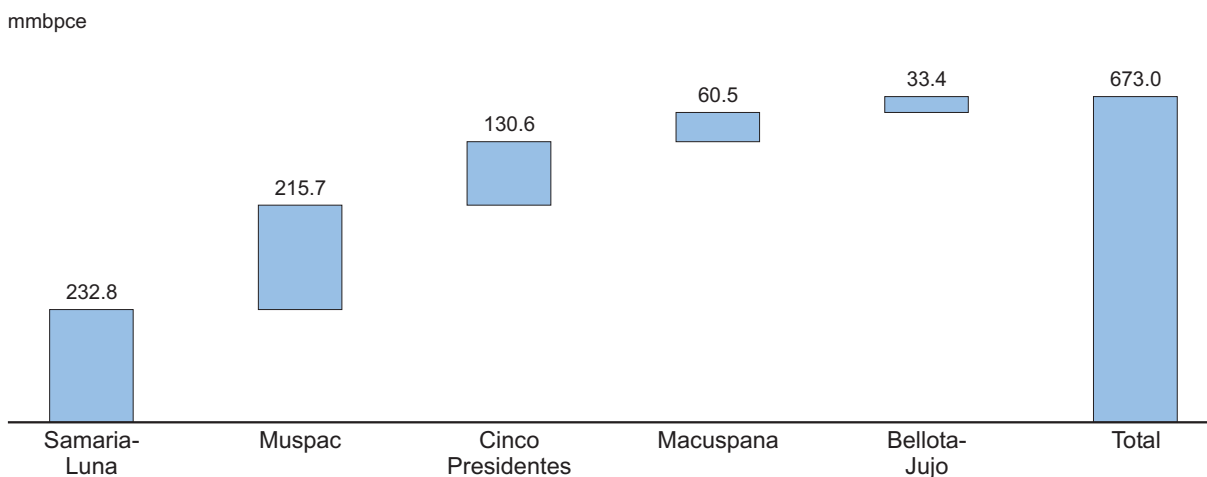


Figura 6.32 Reservas posibles al 1 de enero de 2009, distribuidas por activo en la Región Sur.

Cuadro 6.21 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
2007	Total	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3
	Probada	2,588.7	78.9	671.6	1,049.2	4,388.4
	Probable	745.3	9.5	184.6	290.3	1,229.7
	Posible	393.9	2.6	91.9	139.9	628.2
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

es de 14.1 años, considerando la producción de 287.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente del año 2008. Para el caso de la reserva 2P, resulta de 18.0 años y utilizando la reserva 3P, es de 20.4 años. Los activos integrales Bellota-Jujo y Samaria-Luna presentan la mayor relación reserva probada-producción de la región con 16.9 y 16.2 años, respectivamente.

Reservas por tipo de fluido

La reserva probada de la Región Sur está constituida por 61.3 por ciento de aceite crudo, 1.9 por ciento de condensado, 14.2 por ciento de líquidos de planta y 22.7 por ciento de gas seco equivalente a líquido. De acuerdo a lo anterior, es evidente la existencia de un gran número de yacimientos de gas no asociado, así como de aceite y gas asociado, que presentan altas relaciones gas-aceite. Asimismo, se observa que el gas producido por estos yacimientos contienen una gran

cantidad de líquidos que son recuperados en los centros procesadores.

La reserva probable asciende a 1,140.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de este volumen, 61.5 por ciento es aceite crudo, 1.0 por ciento son condensados, 13.9 por ciento son líquidos de planta y 23.6 por ciento es gas seco equivalente a líquido.

Finalmente, la reserva posible asciende a 673.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, la cual está conformada en 70.1 por ciento de aceite crudo, 0.3 por ciento por condensados, 11.1 por ciento por líquidos de planta y 18.5 por ciento corresponde a gas seco equivalente a líquido.

El cuadro 6.21 presenta la distribución de reservas de hidrocarburos de la Región Sur de acuerdo al tipo de fluido para las categorías probada, probable y posible, en los últimos tres años.