

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009

Este capítulo detalla la evaluación de las reservas de hidrocarburos del país en 2008, analizando su distribución por región, categoría y composición por tipo de fluido. También se realiza un análisis de la clasificación de las reservas de acuerdo a la calidad del aceite y origen del gas, es decir, si se trata de gas asociado o no asociado. Este último se desglosa de acuerdo al tipo de fluido producido del yacimiento: gas seco, gas húmedo, o gas y condensado.

Es importante enfatizar que las reservas de hidrocarburos son el resultado de la estrategia de los proyectos de inversión traducidos en pronósticos de producción asociados al comportamiento de los yacimientos, a los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos y sus inversiones asociadas. Asimismo, la tendencia actual del comportamiento de los yacimientos, las reparaciones mayores de pozos, la perforación de pozos programados, los nuevos proyectos de desarrollo, los proyectos de recuperación secundaria y mejorada, los resultados de la actividad exploratoria y la producción de todos y cada uno de los pozos, contribuyen a la actualización de las reservas.

Este capítulo también hace referencia a la posición de nuestro país en el ámbito petrolero internacional en lo que se refiere a reservas probadas, tanto de gas seco como para líquidos totales, éstos últimos incluyen aceite crudo, condensado y líquidos de planta.

4.1 Precio de los hidrocarburos

La determinación de la rentabilidad de las reservas de los campos considera los precios de venta de los hi-

drocarburos a producir, así como los costos del desarrollo, operación y mantenimiento requeridos para llevar a cabo su explotación. Específicamente, el valor de cada una de las categorías de reservas requiere utilizar los pronósticos de producción de aceite, condensado y de gas, los precios de venta de los hidrocarburos, los costos de operación y las inversiones asociadas al desarrollo. Con estos cuatro elementos, se obtiene el límite económico de la explotación de tales reservas, es decir, se determina el punto en el tiempo donde se igualan los ingresos y egresos, donde los ingresos son simplemente el pronóstico de producción multiplicado por el precio del hidrocarburo en cuestión. En ese sentido, las reservas son los volúmenes producidos por pozo hasta alcanzar el límite económico. De ahí la importancia tanto de los precios de los hidrocarburos, como de los otros elementos involucrados.

La variación de los precios de venta de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo durante los tres últimos años se muestra en la figura 4.1. Para el aceite crudo se observa una pendiente ascendente de su precio durante el primer semestre de 2008, alcanzando el mes de julio un valor máximo de 120.3 dólares por barril, mientras el gas registró un precio de 11.2 dólares por millar de pie cúbico. El promedio anual de 84.4 dólares por barril fue superior en 36.7 por ciento con respecto al año 2007. En cuanto al gas húmedo amargo, los precios durante el año de 2008 aumentaron en 32.2 por ciento en referencia al año anterior, promediando 7.7 dólares por millar de pie cúbico, con un valor mínimo en diciembre de 5.6 dólares por millar de pie cúbico y un máximo de 11.0 dólares por millar de pie cúbico alcanzado en julio.

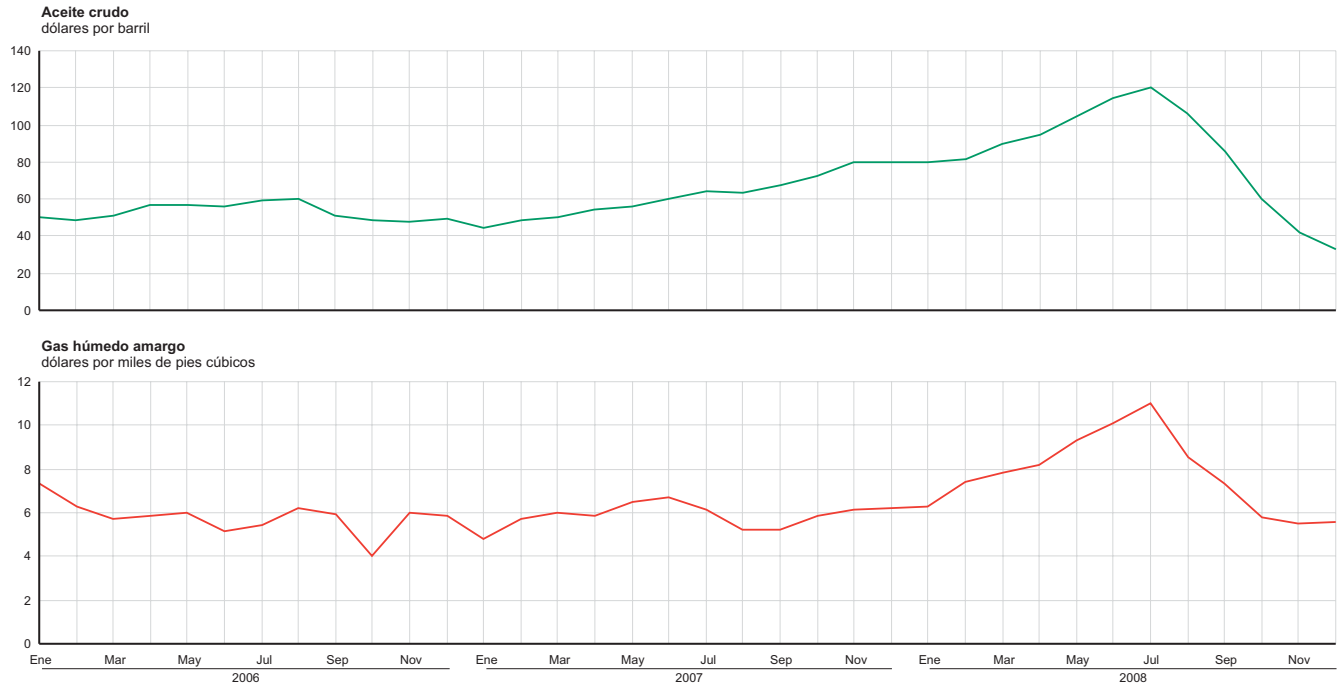


Figura 4.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

4.2 Petróleo crudo equivalente

La expresión que integra el inventario total de hidrocarburos es el petróleo crudo equivalente, el cual incluye el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco en su equivalente a líquido. Este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico del gas seco, en nuestro caso, el gas residual promedio de los complejos procesadores de gas (CPG) Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex, con el contenido calorífico del aceite crudo tipo Maya; el resultado es una equivalencia que normalmente se expresa en barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

La evaluación de petróleo crudo equivalente considera, durante el periodo de análisis, la manera en que fueron operadas las instalaciones para el manejo y transporte del gas natural desde los campos de cada región hasta los complejos procesadores de gas, así como el proceso al que se sometió el gas de los pozos en estas plantas petroquímicas. Durante la operación se registran los encogimientos y rendimientos del gas en las instalaciones de Pemex Exploración y

Producción, identificando el comportamiento en la superficie del gas, hasta entregarlo a las plantas petroquímicas para su procesamiento. Los volúmenes de condensado también son medidos simultáneamente en diferentes instalaciones superficiales. En los complejos procesadores de gas se registran en forma similar los encogimientos y rendimientos del gas entregado por Pemex Exploración y Producción para obtener el gas seco y los líquidos de planta.

4.2.1 Comportamiento del gas en instalaciones de manejo y transporte de PEP

El gas natural se transporta desde las baterías de separación, si es gas asociado, o desde el pozo, si es gas no asociado, hasta los complejos procesadores de gas cuando se trata de gas húmedo y/o si contiene impurezas. El gas seco dulce se distribuye directamente para su comercialización.

En algunas instalaciones, una fracción del gas de los pozos se utiliza como combustible para la compre-

sión del mismo gas producido, en otras situaciones una fracción del gas es utilizado para reinyectarlo al yacimiento o para utilizarlo en sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático, a esta fracción se le denomina autoconsumo. Puede ocurrir también que no existan instalaciones superficiales o éstas sean insuficientes para el manejo y transporte del gas asociado, consecuentemente el gas producido o parte del mismo se envía a la atmósfera, reduciéndose entonces el volumen del gas que se envía a los complejos procesadores, o directamente a comercialización.

Por otra parte, el gas enviado a los complejos procesadores experimenta cambios de temperatura y presión en su trayecto a los mismos, dando origen a la condensación de líquidos dentro de los ductos y dismi-

nuyendo por ende su volumen. El gas resultante de esta tercera reducción potencial, después del autoconsumo y el envío a la atmósfera, es el que efectivamente se entrega en las plantas. Además, los líquidos obtenidos del gas natural durante su transporte y conocidos como condensados, se entregan también en los complejos procesadores de gas.

Estas reducciones en el manejo y transporte de gas a los complejos procesadores se expresan cuantitativamente mediante dos factores. El primero se denomina factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, el cual considera el envío de gas a la atmósfera y el autoconsumo. El otro es el factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, que representa la disminución del volumen de gas por su condensación en los ductos. Finalmente, se tiene el

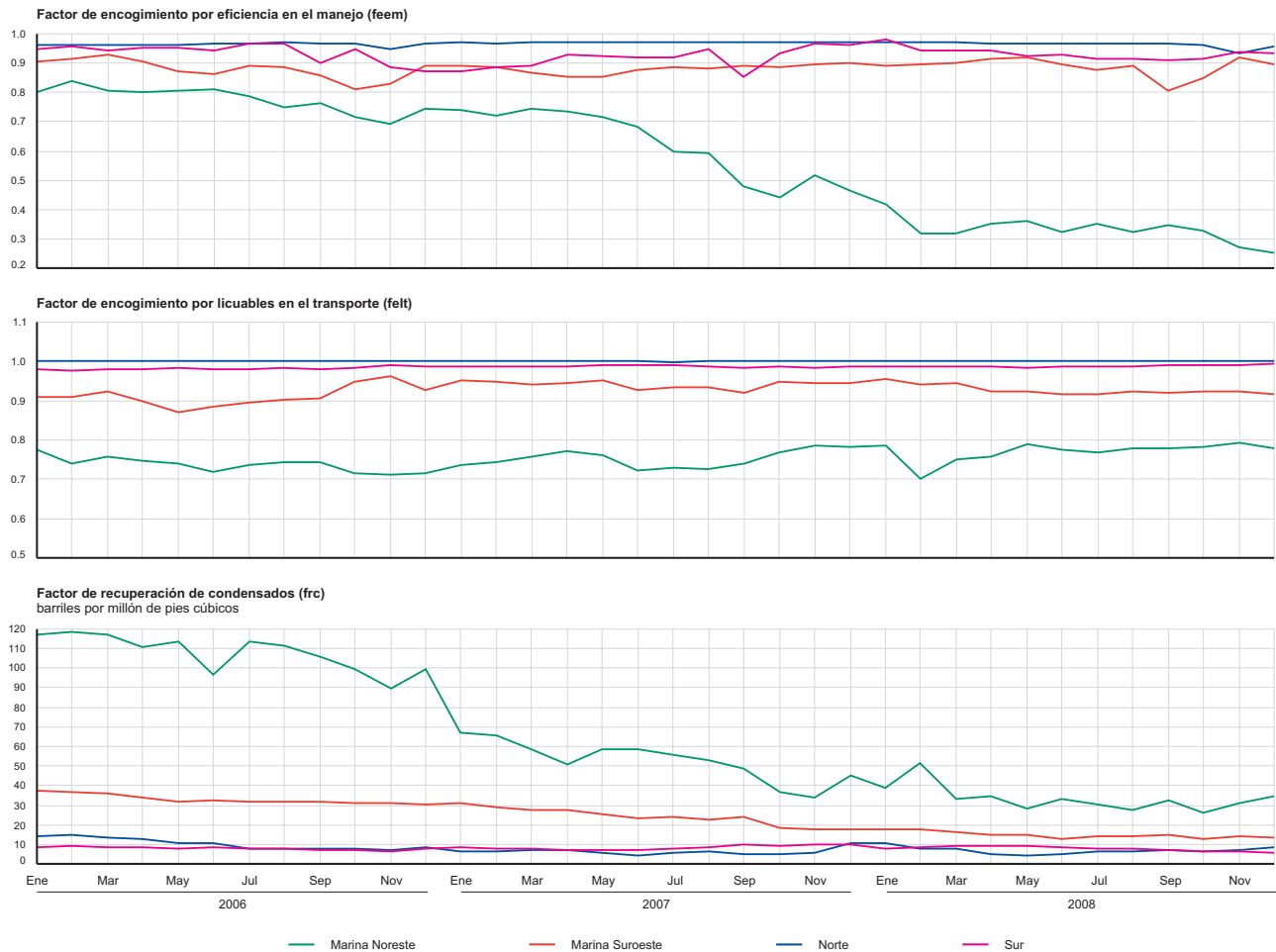


Figura 4.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

factor de recuperación de líquidos en el transporte, *frc*, relaciona al condensado obtenido con el gas enviado a plantas.

Los factores de encogimiento y recuperación de condensados del gas natural se calculan mensualmente utilizando la información operativa a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste y Sur, y en agrupamiento de campos con proceso común para la Región Norte. Se considera también la regionalización de la producción de gas y condensado que se envía a más de un complejo procesador de gas. En la figura 4.2 se muestra el comportamiento durante los tres últimos años de estos tres factores para cada una de las regiones de Pemex Exploración y Producción. El aprovechamiento del gas natural se presenta en la gráfica del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*. La Región Marina Noreste muestra una reducción con respecto a 2007. La Región Marina Suroeste presenta un comportamiento casi constante en el aprovechamiento del gas, con un decremento puntual en el mes de septiembre de 2008 debido a la afectación de la producción del campo May, por un descontrol en la batería de separación de la terminal marítima de Dos Bocas, Tabasco. Las regiones Norte y Sur presentan un comportamiento estable y eficiente durante todo el 2008.

En lo referente al encogimiento por licuables, mostrado en la misma figura 4.2, se observa un comportamiento prácticamente constante para las Regiones Norte y Sur. La Región Marina Noreste registra un comportamiento por licuables alto al principio del año, posteriormente en febrero muestra un decremento, aunque en marzo y abril se recupera parcialmente a pesar de fallas en los módulos de dos plataformas, para luego mantenerse más estable el resto del 2008. La Región Marina Suroeste presenta durante 2008 un encogimiento por licuables que decrece gradualmente los primeros cuatro meses, debido a fallas en los módulos de la plataforma Pol-Alfa, para posteriormente mantenerse constante el resto del año. El rendimiento de condensados en la Región Marina Noreste au-

mentó en febrero de 2008, la Región Marina Suroeste muestra un decremento gradual y constante casi todo el año. Por su parte, las regiones Sur y Norte mantuvieron prácticamente constante su rendimiento durante todo el año 2008.

4.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

El gas producido por las cuatro regiones de Pemex Exploración y Producción se entrega a los siguientes complejos procesadores de gas pertenecientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica: Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa. El gas recibido en los complejos procesadores se somete a procesos de endulzamiento si el gas es amargo; posteriormente, se le aplican procesos de absorción y criogénicos cuando se trata de gas húmedo. De estos procesos se obtienen tanto los líquidos de planta, los cuales son hidrocarburos licuados, como el gas seco también llamado residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fei*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *felp*, que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo. De esta forma los líquidos obtenidos, se relacionan al gas húmedo mediante el factor de recuperación de líquidos en planta, *frlp*.

Estos factores se actualizan mensualmente con información de la operación de cada uno de los complejos procesadores de gas antes mencionados, así su comportamiento se muestra en la figura 4.3. En ésta se observa la evolución del factor de encogimiento por impurezas de los CPG Cactus, Ciudad Pemex, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Arenque, los cuales reciben gas amargo. Los CPG La Venta, Reynosa y Burgos, reciben gas húmedo dulce, por lo que

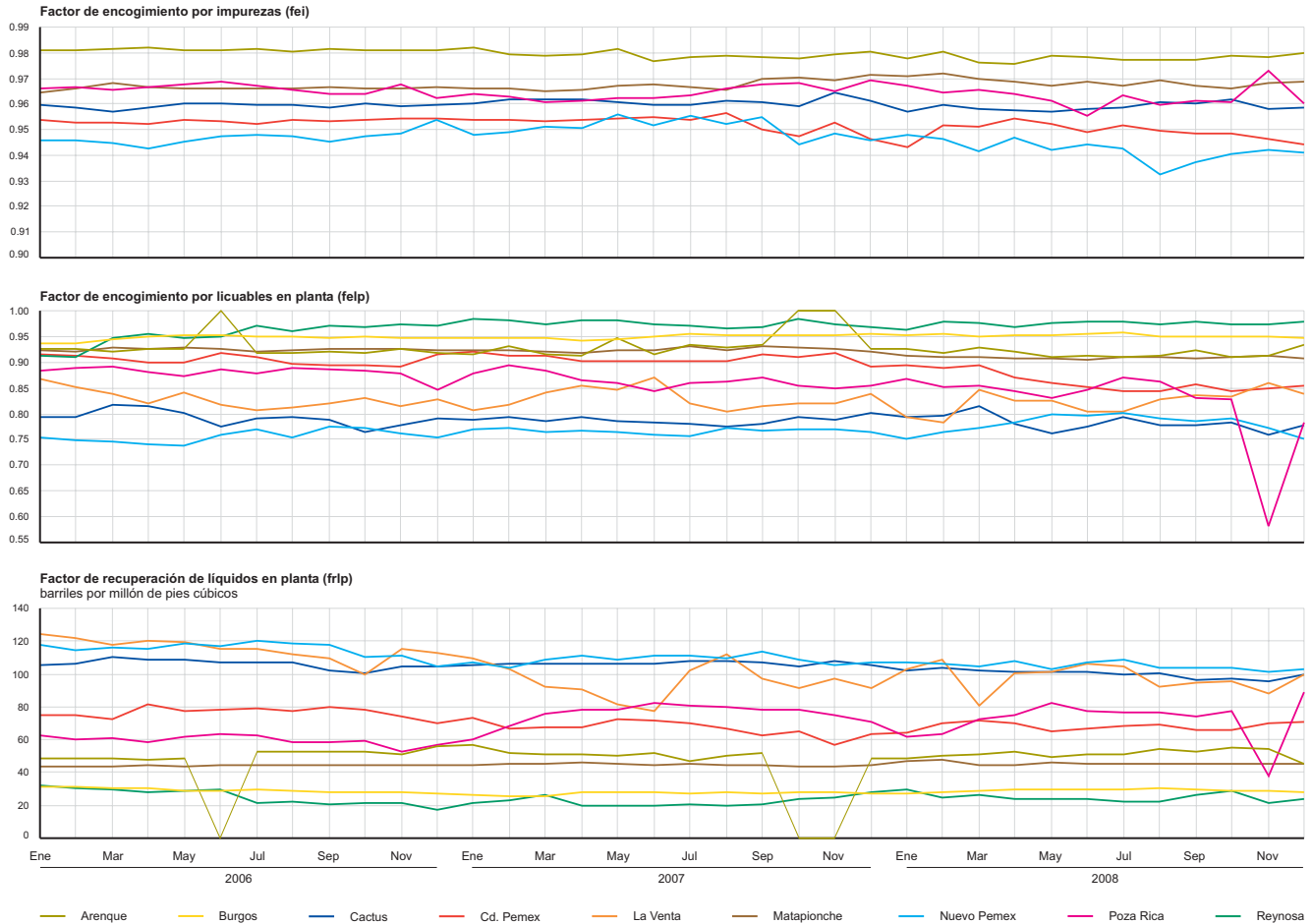


Figura 4.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

no se muestran en la citada figura. En la parte intermedia de la figura 4.3 se presenta el comportamiento del factor de encogimiento por licuables de todos los complejos procesadores de gas. En lo referente al factor de recuperación de líquidos en planta, la información se presenta en la parte inferior de la figura 4.3. En particular, el CPG Poza Rica muestra un valor de cero en noviembre de 2008, debido a que estuvo fuera de operación por mantenimiento. El CPG La Venta registra una disminución en la recuperación de líquidos en marzo.

4.3 Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales, también denominadas 3P, correspondientes a la suma de las

reservas probada, probable y posible, al 1 de enero de 2009 ascienden a 43,562.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Específicamente, la reserva probada participa con 32.8 por ciento, la probable

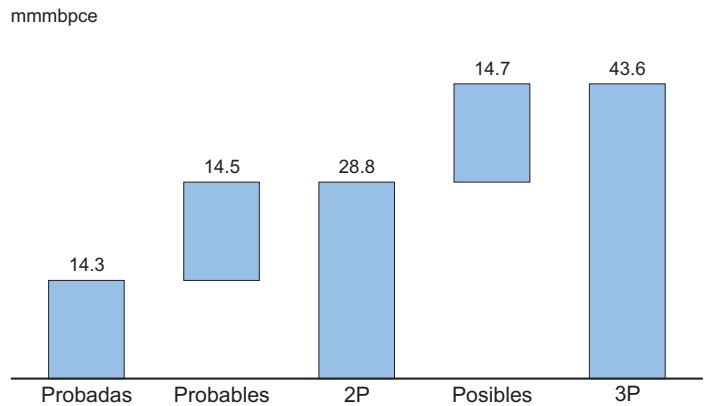


Figura 4.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

Cuadro 4.1 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2006	Total	33,093.0	863.0	3,479.4	8,982.2	46,417.5	62,354.8	55,080.8	46,715.6
	Marina Noreste	13,566.4	509.6	421.1	696.4	15,193.5	6,188.5	4,580.8	3,621.7
	Marina Suroeste	2,773.1	185.2	360.2	724.9	4,043.5	5,670.9	4,653.1	3,770.1
	Norte	12,877.3	51.5	1,659.4	5,950.9	20,539.1	39,055.1	34,860.8	30,950.5
	Sur	3,876.1	116.6	1,038.7	1,610.0	6,641.4	11,440.3	10,986.1	8,373.3
2007	Total	31,908.8	941.2	3,417.5	9,108.9	45,376.3	63,045.2	55,364.2	47,367.9
	Marina Noreste	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0	5,716.7	3,853.7	3,067.5
	Marina Suroeste	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0	7,961.9	6,936.0	6,048.5
	Norte	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0	38,910.0	34,721.4	30,564.5
	Sur	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3	10,456.6	9,853.1	7,687.3
2008	Total	31,211.6	879.0	3,574.7	8,817.4	44,482.7	61,358.5	54,288.1	45,858.8
	Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7	5,382.7	3,384.8	2,709.7
	Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9	8,269.3	7,602.0	6,566.2
	Norte	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0	37,546.1	33,741.6	29,193.0
	Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1	10,160.4	9,559.6	7,389.9
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1

con 33.3 por ciento y la reserva posible con 33.8 por ciento, como se muestra en la figura 4.4.

La clasificación por tipo fluido de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en el cuadro 4.1. De esta forma, al 1 de enero de 2009, el aceite aporta 71.0 por ciento del total, el gas seco 19.7 por ciento, los líquidos de planta agregan 8.0 por ciento y el condensado 1.3 por ciento. En un contexto regional, la reservas 3P se distribuyen en la siguiente forma, la Región Norte contribuye con 45.3 por ciento, la Región Marina Noreste con 29.4 por ciento, la Región Sur 13.5 por ciento y la Región Marina Suroeste con 11.9 por ciento.

La clasificación de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad se muestra en el cuadro

4.2. Las reservas totales de aceite crudo al 1 de enero de 2009 ascienden a 30,929.8 millones de barriles, donde el aceite pesado participa con 54.4 por ciento de este volumen, el aceite ligero con 35.4 por ciento y el superligero con 10.2 por ciento. En particular, la Región Marina Noreste contribuye con 68.7 por ciento del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte concentra 61.6 por ciento del total de aceite ligero y 47.2 por ciento del total de aceite superligero.

Las reservas totales de gas natural al 1 de enero de 2009 ascienden a 60,374.3 miles de millones de pies cúbicos, la Región Norte concentra el 60.5 por ciento. Las reservas de gas a entregar en las plantas procesadoras ascienden a 53,382.5 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que las reservas de gas seco alcanzan 44,622.7 miles de millones de pies cúbicos. En el

Cuadro 4.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		Total
							mmb	mmb	
2006	Total	18,786.6	11,523.3	2,783.0	48,183.0	5,149.1	4,219.5	4,803.3	14,171.8
	Marina Noreste	13,487.5	78.9	0.0	6,130.7	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	667.6	1,538.4	567.1	2,961.6	1,938.0	0.0	771.4	2,709.3
	Norte	4,326.4	7,040.3	1,510.6	31,726.6	97.4	3,990.3	3,240.9	7,328.5
	Sur	305.2	2,865.7	705.3	7,364.1	3,113.8	229.2	733.3	4,076.2
2007	Total	17,710.4	11,317.7	2,880.6	47,403.1	4,791.2	5,766.3	5,084.7	15,642.1
	Marina Noreste	12,444.0	66.5	0.0	5,658.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	650.2	1,622.2	628.6	3,280.4	2,020.0	1,301.8	1,359.7	4,681.5
	Norte	4,303.4	6,954.6	1,511.4	31,436.5	97.4	4,290.3	3,085.8	7,473.5
	Sur	312.8	2,674.4	740.7	7,027.2	2,673.9	174.1	581.4	3,429.4
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9	46,067.0	4,157.2	5,922.3	5,212.1	15,291.6
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0	5,325.0	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3	3,163.0	1,734.3	2,010.6	1,361.4	5,106.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5	30,594.1	88.8	3,795.9	3,067.4	6,952.0
	Sur	323.5	2,612.5	865.0	6,984.9	2,334.1	115.8	725.6	3,175.5
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5	44,710.0	5,052.5	5,545.8	5,065.9	15,664.3
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

cuadro 4.1 se presenta esta información, así como su evolución histórica.

La clasificación de las reservas totales de gas natural por su asociación con el aceite en el yacimiento, se muestra en el cuadro 4.2, se observa que las reservas 3P de gas asociado al 1 de enero de 2009 totalizan 44,710.0 miles de millones de pies cúbicos, representando 74.1 por ciento del total, como consecuencia de que la mayoría de los yacimientos en el país son de aceite, y el restante 25.9 por ciento son reservas de gas no asociado. En particular, la Región Norte aporta 42.3 por ciento de estas reservas, la mayor parte localizadas en yacimientos de gas húmedo, mientras que la Región Marina Suroeste concentra 40.5 por ciento, encontrándose la mayor parte de la reserva

en yacimientos de gas húmedo. La Región Sur por su parte explica 16.9 por ciento del total, ubicándose principalmente en yacimientos de gas y condensado, y el complemento de 0.4 por ciento se localiza en la Región Marina Noreste en yacimientos de gas seco.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la figura 4.5, incluyendo el detalle de los principales elementos que generan variaciones a dicha reserva. La estimación al 1 de enero de 2009 registró un decremento de 2.1 por ciento con respecto a las reservas totales del año anterior. La mayor parte de la reducción se explica por la producción de 1,451.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2008, de los cuales la Región Marina Noreste aportó el 47.5 por ciento. Los des-

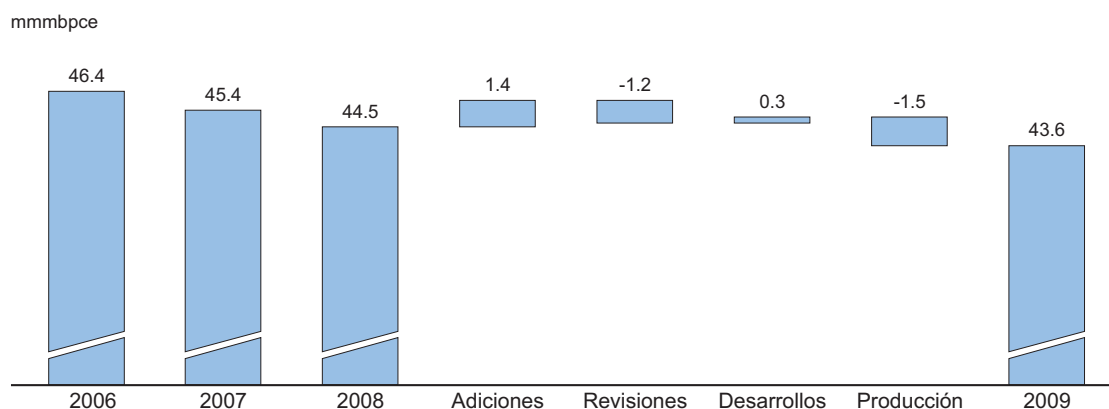


Figura 4.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

cubrimientos aportaron 1,482.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, restituyendo el 102.1 por ciento de la producción de 2008. Los desarrollos incrementaron las reservas en 206.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones las

redujeron en 1,157.8 millones de barriles. Considerando las adiciones, revisiones y desarrollos, se restituyeron 530.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que representa una tasa de restitución integrada de 36.6 por ciento.

Cuadro 4.3 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmpc	Gas a entregar en planta mmpc	Gas seco mmpc
2006	Total	11,813.8	537.9	1,318.8	2,799.0	16,469.6	19,956.9	17,794.0	14,557.3
	Marina Noreste	7,106.2	341.2	289.1	473.0	8,209.4	4,190.4	3,118.2	2,459.9
	Marina Suroeste	1,011.3	76.4	148.4	276.8	1,513.0	2,245.8	1,803.5	1,439.6
	Norte	888.1	21.1	106.5	848.4	1,864.0	4,964.4	4,657.8	4,412.4
	Sur	2,808.2	99.3	774.9	1,200.8	4,883.2	8,556.3	8,214.5	6,245.3
2007	Total	11,047.6	608.3	1,193.5	2,664.8	15,514.2	18,957.3	16,558.4	13,855.8
	Marina Noreste	6,532.0	443.2	254.3	422.7	7,652.2	4,038.8	2,769.2	2,198.4
	Marina Suroeste	1,038.0	68.1	161.1	360.0	1,627.2	2,643.7	2,227.6	1,872.6
	Norte	888.9	18.2	106.4	832.9	1,846.4	4,856.4	4,570.4	4,331.8
	Sur	2,588.7	78.9	671.6	1,049.2	4,388.4	7,418.4	6,991.1	5,452.9
2008	Total	10,501.2	559.6	1,125.7	2,530.7	14,717.2	18,076.7	15,829.7	13,161.8
	Marina Noreste	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6	3,635.6	2,369.3	1,891.2
	Marina Suroeste	994.9	61.2	176.7	397.3	1,630.1	2,787.4	2,478.7	2,066.4
	Norte	840.7	8.2	102.4	770.2	1,721.5	4,479.7	4,223.3	4,005.7
	Sur	2,612.8	82.8	645.9	999.5	4,341.1	7,174.0	6,758.5	5,198.5
2009	Total	10,404.2	378.4	1,082.9	2,442.3	14,307.7	17,649.5	15,475.2	12,702.0
	Marina Noreste	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Marina Suroeste	1,176.0	38.0	221.2	458.8	1,893.9	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Norte	828.7	8.0	105.5	710.1	1,652.4	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Sur	2,480.2	76.3	573.1	919.5	4,049.1	6,602.1	6,242.2	4,782.2

La relación reserva producción, cociente que resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2009 entre la producción del año 2008, considerando las reservas totales, resulta de 30.0 años, para el agregado de reservas probadas más probables (2P) de 19.9 años y para las reservas probadas de 9.9 años. Esta relación no contempla declinación de la producción, incorporación de reservas en el futuro, ni variaciones en los precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte.

4.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de México se evaluaron de acuerdo a los criterios y definicio-

nes de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos, reportando al 1 de enero de 2009 reservas remanentes por 14,307.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos de los hidrocarburos que componen la cifra anterior, el aceite crudo contribuye con 72.7 por ciento del total de las reservas probadas, el gas seco representa 17.1 por ciento, mientras los líquidos de planta y los condensados alcanzan 7.6 y 2.6 por ciento, respectivamente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta 46.9 por ciento del total nacional de la reserva probada de petróleo crudo equivalente, la Región Sur alcanza 28.3 por ciento, mientras que la Región Norte reporta 11.5 por ciento y el 13.2 por ciento restante corresponde a la Región Marina Suroeste. El cuadro 4.3 muestra la distribución regio-

Cuadro 4.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		Total
							Gas húmedo	Gas seco	
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2006	Total	7,557.4	3,550.4	706.0	13,274.2	2,191.3	1,657.9	2,833.5	6,682.7
	Marina Noreste	7,060.2	46.0	0.0	4,176.7	0.0	0.0	13.7	13.7
	Marina Suroeste	113.8	718.5	179.0	1,442.9	598.7	0.0	204.1	802.9
	Norte	358.6	523.5	6.0	1,430.4	34.5	1,472.5	2,027.1	3,534.1
	Sur	24.8	2,262.4	521.0	6,224.2	1,558.0	185.4	588.7	2,332.1
2007	Total	7,009.4	3,402.9	635.3	12,578.1	1,819.9	2,179.4	2,379.8	6,379.2
	Marina Noreste	6,493.4	38.6	0.0	4,025.6	0.0	0.0	13.2	13.2
	Marina Suroeste	110.0	750.4	177.6	1,585.9	541.8	308.5	207.4	1,057.8
	Norte	366.1	513.6	9.1	1,316.4	34.5	1,739.9	1,765.7	3,540.0
	Sur	39.8	2,100.3	448.5	5,650.2	1,243.6	131.1	393.5	1,768.2
2008	Total	6,545.7	3,258.7	696.9	11,793.2	2,042.2	1,844.8	2,396.5	6,283.5
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0	3,622.1	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6	1,385.0	886.0	308.5	207.9	1,402.5
	Norte	357.6	473.9	9.2	1,235.2	35.9	1,435.0	1,773.5	3,244.5
	Sur	50.9	2,078.8	483.1	5,550.9	1,120.2	101.3	401.6	1,623.1
2009	Total	6,381.4	3,237.6	785.2	11,473.1	2,335.7	1,734.5	2,106.1	6,176.4
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0	3,352.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9	1,616.0	1,330.7	308.6	207.7	1,846.9
	Norte	342.4	468.5	17.8	1,282.0	34.9	1,319.3	1,582.5	2,936.7
	Sur	49.5	1,910.2	520.5	5,222.8	970.2	106.7	302.5	1,379.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

nal de la reserva remanente probada, clasificada por tipo de fluido.

La reserva probada de aceite crudo al 1 de enero de 2009 asciende a 10,404.2 millones de barriles, donde el aceite pesado es su principal componente, al contribuir con 61.3 por ciento, el aceite ligero aporta el 31.1 por ciento y el superligero representa 7.5 por ciento del total nacional. La Región Marina Noreste contribuye con 92.0 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Sur tiene 59.0 por ciento del aceite ligero y 66.3 por ciento del aceite superligero. El cuadro 4.4 muestra las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad.

La evolución histórica de las reservas probadas de gas natural del país se muestra en el cuadro 4.3. Al 1 de enero de 2009, estas reservas alcanzan 17,649.5 miles de millones de pies cúbicos, presentando una reducción de 2.4 por ciento con respecto al año anterior. Las reservas de gas a entregar en plantas se ubicaron en 15,475.2 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de gas seco ascienden a 12,702.0 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur concentra 37.6 por ciento y la Región Norte 29.1 por ciento.

La clasificación de las reservas probadas de gas natural, atendiendo a su asociación con el aceite en el yacimiento, se muestra en el cuadro 4.4. Las reservas

de gas asociado representan 65.0 por ciento del total, en tanto que el gas no asociado alcanza 35.0 por ciento. Las regiones Sur y Marina Noreste aportan 45.5 y 29.2 por ciento de las reservas probadas de gas asociado, respectivamente. Asimismo, la mayor contribución de las reservas de gas no asociado se ubica en las regiones Norte y Marina Suroeste con 47.5 y 29.9 por ciento, respectivamente. La Región Norte tiene el 53.9 por ciento de estas reservas en yacimientos de gas seco. Por su parte, las regiones Sur y Marina Suroeste tienen la mayor cantidad de sus reservas probadas de gas no asociado localizadas en yacimientos de gas y condensado.

El comportamiento histórico de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la figura 4.6, donde al 1 de enero de 2009 se observa una disminución de 2.8 por ciento con respecto al año anterior. Aunque es importante señalar que durante 2008 se alcanzó el mayor volumen de nuevas reservas probadas restituidas por efecto de descubrimientos, delimitaciones, desarrollo y revisiones, al ubicarse en 1,041.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 71.8 por ciento de la producción de 2008. Las adiciones y los desarrollos incrementan las reservas probadas en 363.8 y 1,068.7 millones de barriles, respectivamente. Las revisiones por su parte reducen las reservas en 390.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por último, la producción durante 2008 de 1,451.1 millones de

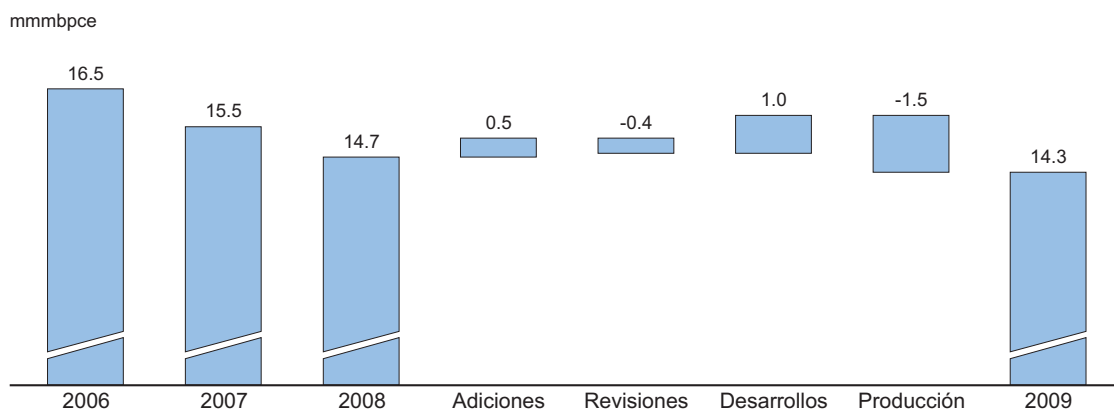


Figura 4.6 Comportamiento histórico de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente del país.

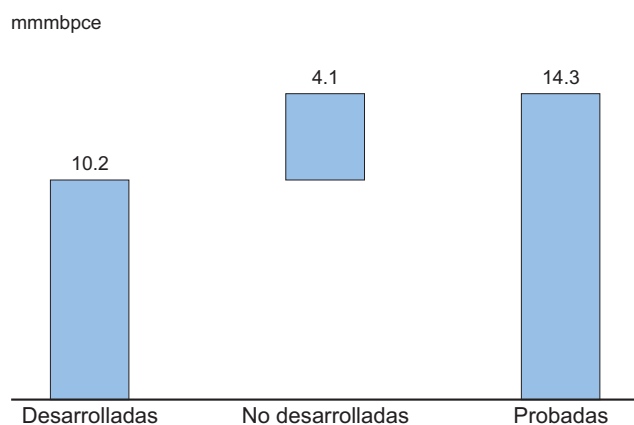


Figura 4.7 Clasificación por categoría de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

barriles de petróleo crudo equivalente explica el decremento principal en esta categoría de reservas.

La clasificación por categoría de las reservas probadas al 1 de enero de 2009 se presenta en la figura 4.7. De esta forma, las reservas probadas desarrolladas aportan 71.3 por ciento del total nacional, y las probadas no desarrolladas el 28.7 por ciento complementario.

En el contexto internacional, México ocupa el décimo séptimo lugar en cuanto a reservas probadas, inclu-

yendo aceite, condensado y líquidos de planta. En relación al gas seco, México se posiciona en el lugar 35. El cuadro 4.5 muestra las reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

4.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

Al 1 de enero de 2009, las reservas probadas desarrolladas son 10,196.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa un incremento de 1.9 por ciento con respecto al año anterior. Las adiciones, desarrollos y revisiones, sumaron 1,642.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que restituyeron el 113.2 por ciento de la producción de 1,451.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La distribución regional y por tipo de fluido de las reservas probadas desarrolladas se indica en el cuadro 4.6. Al 1 de enero de 2009 el aceite crudo aporta 74.9 por ciento del total, el gas seco 15.5 por ciento, los líquidos de planta 6.7 por ciento y el condensado 2.9 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con

Cuadro 4.5 Reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Posición	País	Crudo ^a mmb	Posición	País	Gas seco mmpc
1	Arabia Saudita	264,210	1	Rusia	1,680,000
2	Canadá	178,092	2	Irán	991,600
3	Irán	136,150	3	Qatar	891,945
4	Irak	115,000	4	Arabia Saudita	257,970
5	Kuwait	101,500	5	Estados Unidos de América	237,726
6	Venezuela	99,377	6	Emiratos Arabes Unidos	214,400
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Nigeria	184,160
8	Rusia	60,000	8	Venezuela	170,920
9	Libia	43,660	9	Argelia	159,000
10	Nigeria	36,220	10	Irak	111,940
11	Kazajstán	30,000	11	Indonesia	106,000
12	Estados Unidos de América	21,317	12	Turkmenistán	94,000
13	China	16,000	13	Kazajstán	85,000
14	Qatar	15,210	14	Malasia	83,000
15	Brasil	12,624	15	Noruega	81,680
16	Argelia	12,200	16	China	80,000
17	México	11,865	35	México	12,702

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 22, 2008

a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

54.4 por ciento de las reservas de petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 26.2 por ciento, mientras que las regiones Norte y Marina Suroeste con 9.5 y 9.9 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2009 ascienden a 11,450.0 miles de millones de pies cúbicos, como se muestra en el cuadro 4.6. Las reservas de gas a entregar en plantas alcanzan 9,954.5 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur contribuye con 38.5 por ciento. Las reservas de gas seco suma 8,206.1 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo a la Región Sur 36.1 por ciento de esta reserva.

Al 1 de enero de 2009, las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo son 7,638.6 millones de barriles. El

aceite pesado participa con 66.1 por ciento del total nacional, el aceite ligero con 27.0 por ciento y el superligero con 6.9 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 95.5 por ciento del aceite pesado, la Región Sur tiene 64.1 por ciento del aceite ligero y 71.8 por ciento del aceite superligero. En el cuadro 4.7 se presenta la clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo de acuerdo a su densidad.

La clasificación de las reservas probadas desarrolladas de gas natural por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento se presenta en el cuadro 4.7. Al primero de enero de 2009, las reservas probadas desarrolladas de gas asociado aportan el 67.4 por ciento del gas natural, en tanto que las de gas no asociado contribuyen con 32.6 por ciento. La mayor parte de las reservas desarrolladas de gas asociado se ubican en la Región

Cuadro 4.6 Distribución histórica de las reservas remanentes probadas desarrolladas por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2006	Total	8,565.1	273.8	777.6	1,709.0	11,325.6	11,945.4	10,801.3	8,888.2
	Marina Noreste	5,586.0	161.2	141.1	229.5	6,117.8	2,033.5	1,515.1	1,193.8
	Marina Suroeste	547.4	42.3	82.0	131.0	802.6	1,121.3	882.3	681.1
	Norte	395.7	16.2	63.3	591.0	1,066.2	3,379.5	3,219.2	3,074.0
	Sur	2,036.1	54.1	491.3	757.4	3,338.9	5,411.1	5,184.7	3,939.3
2007	Total	7,930.8	327.8	718.9	1,670.6	10,648.1	11,631.0	10,315.8	8,688.2
	Marina Noreste	5,124.6	229.0	140.8	232.6	5,727.0	2,174.0	1,525.6	1,209.6
	Marina Suroeste	598.2	39.4	94.0	155.1	886.8	1,261.3	1,018.0	806.9
	Norte	349.0	14.1	57.0	606.2	1,026.3	3,431.2	3,276.2	3,152.9
	Sur	1,859.0	45.3	427.1	676.7	3,008.0	4,764.5	4,496.0	3,518.8
2008	Total	7,450.3	319.7	665.8	1,569.5	10,005.3	11,027.8	9,735.6	8,162.9
	Marina Noreste	4,773.3	238.9	130.2	234.2	5,376.7	2,245.3	1,528.2	1,218.1
	Marina Suroeste	533.1	30.8	88.5	165.2	817.8	1,227.5	1,065.1	859.4
	Norte	303.1	6.2	44.8	540.3	894.4	3,058.1	2,898.5	2,809.8
	Sur	1,840.7	43.7	402.3	629.8	2,916.5	4,497.0	4,243.8	3,275.6
2009	Total	7,638.3	297.8	682.4	1,577.8	10,196.3	11,450.0	9,954.5	8,206.1
	Marina Noreste	4,837.5	229.2	164.3	315.4	5,546.4	2,892.0	2,087.0	1,640.5
	Marina Suroeste	673.7	20.4	112.2	198.5	1,004.8	1,604.6	1,330.6	1,032.4
	Norte	407.8	6.0	60.3	494.9	969.0	2,890.5	2,701.4	2,573.9
	Sur	1,719.4	42.2	345.6	569.0	2,676.1	4,062.8	3,835.6	2,959.3

Sur y en la Región Marina Noreste, con 37.9 y 37.5 por ciento, respectivamente. En lo referente a las reservas desarrolladas de gas no asociado, la Región Norte cuenta con 59.2 por ciento del total nacional, principalmente en yacimientos de gas seco y gas húmedo. La Región Sur por su parte aporta 30.4 por ciento, la mayor parte proveniente de yacimientos de gas y condensado, y el porcentaje restante de estas reservas lo explica la Región Marina Suroeste con 10.3 por ciento relacionado con yacimientos de gas y condensado.

4.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2009 alcanzan 4,111.4 millones de barriles de

petróleo crudo equivalente, lo que implica un decremento de 12.7 por ciento con respecto al año anterior. Los descubrimientos incorporaron 349.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por delimitaciones se incorporaron 74.7, los desarrollos significaron un decremento de 424.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones redujeron esta reserva en 600.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, principalmente por la reclasificación de estas reservas a probadas desarrolladas.

La distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región se muestra en el cuadro 4.8. Al 1 de enero de 2009, el aceite crudo contribuye con 67.3 por ciento del total nacional, el gas

Cuadro 4.7 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado	Total		
							G y C*	Gas húmedo	Gas seco
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2006	Total	5,746.8	2,390.4	427.9	7,190.0	1,603.3	1,260.7	1,891.3	4,755.4
	Marina Noreste	5,552.7	33.2	0.0	2,033.5	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	488.1	59.3	1,013.9	107.4	0.0	0.0	107.4
	Norte	176.6	218.6	0.5	746.0	11.1	1,077.7	1,544.7	2,633.6
	Sur	17.5	1,650.4	368.2	3,396.6	1,484.8	183.0	346.6	2,014.4
2007	Total	5,279.6	2,240.3	411.0	6,947.5	1,355.5	1,411.2	1,916.8	4,683.6
	Marina Noreste	5,098.7	25.9	0.0	2,174.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	524.0	74.2	1,103.4	157.9	0.0	0.0	157.9
	Norte	158.1	190.4	0.5	525.7	11.1	1,282.8	1,611.5	2,905.5
	Sur	22.7	1,500.0	336.3	3,144.3	1,186.5	128.4	305.3	1,620.2
2008	Total	4,909.8	2,095.6	444.9	6,745.4	1,310.7	1,152.3	1,819.5	4,282.4
	Marina Noreste	4,749.6	23.7	0.0	2,245.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	437.3	95.8	956.5	271.0	0.0	0.0	271.0
	Norte	132.1	170.5	0.5	458.4	10.6	1,053.6	1,535.5	2,599.7
	Sur	28.2	1,464.0	348.6	3,085.2	1,029.1	98.7	284.0	1,411.8
2009	Total	5,046.5	2,064.8	527.0	7,720.4	1,173.1	1,070.2	1,486.3	3,729.6
	Marina Noreste	4,820.8	16.7	0.0	2,892.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.8	145.8	1,218.6	386.0	0.0	0.0	386.0
	Norte	208.2	196.7	3.0	681.1	10.7	967.8	1,230.9	2,209.4
	Sur	17.6	1,323.5	378.2	2,928.6	776.4	102.4	255.4	1,134.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

seco equivalente a líquido con 21.0 por ciento, los líquidos de planta con 9.7 por ciento y el condensado complementa con 2.0 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 28.4 por ciento del petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 33.4 por ciento y las regiones Marina Suroeste y Norte con 21.6 y 16.6 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2009 suman 6,199.5 miles de millones de pies cúbicos, como se observa en el cuadro 4.8. El gas a entregar en plantas asciende a 5,520.7 miles de millones de pies cúbicos, con la Región Sur aportando 43.6 por ciento de esta cifra. Las reservas de gas seco suman 4,495.9 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur tiene 40.5 por ciento.

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2009 alcanzan 2,765.9 millones de barriles, de las cuales el aceite pesado representa 48.3 por ciento, el aceite ligero 42.4 por ciento y el superligero 9.3 por ciento. En particular, la Región Marina Noreste contribuye con 78.5 por ciento del aceite pesado, la Región Norte aporta 10.1 por ciento, la Marina Suroeste 9.1 por ciento y la Región Sur 2.4 por ciento. Con respecto al aceite ligero, la Región Sur aporta el 50.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 23.9 por ciento y la Norte 23.2 por ciento. Además, la Región Sur concentra 55.1 por ciento del aceite superligero y la Marina Suroeste 39.1 por ciento. En el cuadro 4.9 se presenta la clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo de acuerdo a su densidad.

Cuadro 4.8 Distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2006	Total	3,248.7	264.1	541.2	1,090.0	5,144.0	8,011.5	6,992.7	5,669.0
	Marina Noreste	1,520.2	179.9	148.0	243.4	2,091.6	2,156.9	1,603.1	1,266.1
	Marina Suroeste	463.9	34.1	66.5	145.8	710.3	1,124.5	921.1	758.5
	Norte	492.4	4.9	43.2	257.3	797.8	1,584.9	1,438.6	1,338.4
	Sur	772.2	45.2	283.6	443.4	1,544.3	3,145.2	3,029.8	2,306.1
2007	Total	3,116.7	280.5	474.6	994.2	4,866.1	7,326.3	6,242.5	5,167.5
	Marina Noreste	1,407.4	214.2	113.5	190.1	1,925.2	1,864.8	1,243.7	988.8
	Marina Suroeste	439.7	28.7	67.1	204.9	740.4	1,382.3	1,209.7	1,065.7
	Norte	539.9	4.0	49.5	226.7	820.1	1,425.3	1,294.2	1,179.0
	Sur	729.7	33.6	244.5	372.5	1,380.4	2,653.9	2,495.0	1,934.0
2008	Total	3,050.9	239.9	459.9	961.2	4,711.9	7,048.9	6,094.1	4,998.9
	Marina Noreste	1,279.5	168.5	70.5	129.4	1,647.9	1,390.2	841.1	673.1
	Marina Suroeste	461.8	30.3	88.2	232.1	812.3	1,560.0	1,413.5	1,207.0
	Norte	537.6	2.0	57.6	229.9	827.1	1,421.6	1,324.8	1,195.9
	Sur	772.1	39.1	243.6	369.7	1,424.5	2,677.1	2,514.7	1,922.9
2009	Total	2,765.9	80.6	400.5	864.4	4,111.4	6,199.5	5,520.7	4,495.9
	Marina Noreste	1,081.8	26.9	18.7	38.4	1,165.8	473.7	250.7	199.9
	Marina Suroeste	502.3	17.5	109.1	260.3	889.2	1,858.2	1,642.4	1,353.6
	Norte	420.9	2.0	45.2	215.2	683.4	1,328.2	1,221.0	1,119.4
	Sur	760.9	34.1	227.5	350.5	1,373.0	2,539.3	2,406.6	1,822.9

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural, clasificadas por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento, se muestran también en el cuadro 4.9. Al 1 de enero de 2009 las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado contribuyen a la cifra total con 60.5 por ciento y las de gas no asociado con 39.5 por ciento. La Región Sur participa con 61.1 por ciento de las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado. En términos de gas no asociado, la Región Marina Suroeste concentra el 59.7 por ciento del total nacional, con una proporción de 64.7 por ciento en yacimientos de gas y condensado, 21.1 por ciento de gas húmedo y 14.2 en yacimientos de gas seco. La Región Norte acumula el 29.7 por ciento de las reservas de gas no asociado, principalmente en yacimientos de gas húmedo y seco con 96.7 por ciento. La

aportación de la Región Sur en la reserva de gas no asociado es de 10.0 por ciento, principalmente por yacimientos de gas y condensado y la Región Marina Noreste complementa con 0.6 por ciento del total del gas no asociado de yacimientos de gas seco.

4.3.2. Reservas probables

Al 1 de enero de 2009 las reservas probables registran 14,516.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En el cuadro 4.10 se muestra la distribución regional y por tipo de fluido de esta reserva, la cual se conforma en 71.5 por ciento por aceite, 19.9 por ciento por el equivalente a líquido del gas seco, 8.1 por ciento son líquidos de planta y 0.6 por ciento es condensado.

Cuadro 4.9 Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado	G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
2006	Total	1,810.6	1,160.1	278.1	6,084.2	588.0	397.2	942.2	1,927.3	
	Marina Noreste	1,507.4	12.8	0.0	2,143.2	0.0	0.0	13.7	13.7	
	Marina Suroeste	113.8	230.4	119.7	429.0	491.4	0.0	204.1	695.5	
	Norte	182.0	304.9	5.5	684.4	23.4	394.8	482.4	900.5	
	Sur	7.3	612.0	152.8	2,827.5	73.2	2.4	242.1	317.7	
2007	Total	1,729.8	1,162.6	224.2	5,630.6	464.4	768.2	463.1	1,695.6	
	Marina Noreste	1,394.6	12.8	0.0	1,851.6	0.0	0.0	13.2	13.2	
	Marina Suroeste	110.0	226.4	103.4	482.4	383.9	308.5	207.4	899.9	
	Norte	208.1	323.2	8.6	790.7	23.4	457.1	154.2	634.6	
	Sur	17.1	600.3	112.3	2,506.0	57.1	2.6	88.3	148.0	
2008	Total	1,635.9	1,163.1	252.0	5,047.8	731.5	692.5	577.0	2,001.0	
	Marina Noreste	1,266.7	12.8	0.0	1,376.8	0.0	0.0	13.4	13.4	
	Marina Suroeste	120.9	232.1	108.8	428.5	615.0	308.5	207.9	1,131.5	
	Norte	225.5	303.4	8.7	776.8	25.3	381.5	238.1	644.8	
	Sur	22.7	614.9	134.5	2,465.7	91.1	2.6	117.6	211.3	
2009	Total	1,334.8	1,172.8	258.2	3,752.7	1,162.7	664.3	619.8	2,446.8	
	Marina Noreste	1,047.7	34.1	0.0	460.3	0.0	0.0	13.4	13.4	
	Marina Suroeste	120.9	280.3	101.0	397.3	944.7	308.6	207.7	1,460.9	
	Norte	134.2	271.8	14.9	600.9	24.2	351.4	351.6	727.3	
	Sur	32.0	586.6	142.3	2,294.2	193.8	4.3	47.1	245.2	

* G y C: yacimientos de gas y condensado

A nivel regional, la Norte aporta 61.1 por ciento, la Región Marina Noreste 20.5 por ciento, la Región Sur 7.9 por ciento y la Región Marina Suroeste 10.6 por ciento.

Al 1 de enero de 2009, las reservas probables de gas natural ascienden a 20,110.5 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas a entregar en planta son 17,890.4 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 74.4 por ciento se encuentran en la Región Norte. Las reservas de gas seco suman 15,004.4 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo a la Región Norte 75.4 por ciento de estas reservas. La evolución histórica de reservas probables de gas natural del país se presenta en el cuadro 4.10.

Las reservas probables de aceite crudo al 1 de enero de 2009 se ubican en 10,375.8 millones de barriles, el

aceite pesado aporta 52.1 por ciento del total nacional, el aceite ligero 35.1 por ciento y el superligero 12.8 por ciento. La Región Marina Noreste concentra 52.0 por ciento del aceite pesado y la Región Norte 41.3 por ciento. Además esta última contribuye con 77.2 y 60.0 por ciento del total de aceite ligero y superligero, respectivamente. En el cuadro 4.11 se muestra la clasificación por densidad de las reservas probables de aceite crudo.

La clasificación de las reservas probables de gas natural por su asociación al aceite se muestra en el mismo cuadro 4.11. Al 1 de enero de 2009, las reservas probables de gas asociado representan 78.3 por ciento del total nacional de reservas probables de gas natural y las reservas de gas no asociado 21.7 por ciento. La Región Norte concentra 83.5 por ciento de las re-

Cuadro 4.10 Distribución histórica de las reservas probables por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2006	Total	11,644.1	166.6	1,046.5	2,931.4	15,788.5	20,086.5	17,730.7	15,246.0
	Marina Noreste	4,112.4	105.7	86.8	141.6	4,446.5	1,230.6	934.1	736.5
	Marina Suroeste	740.7	33.7	65.0	158.5	997.8	1,167.1	983.6	824.2
	Norte	6,213.9	12.7	727.7	2,370.4	9,324.7	15,849.1	14,042.2	12,328.1
	Sur	577.1	14.5	167.1	260.9	1,019.6	1,839.8	1,770.8	1,357.2
2007	Total	11,033.9	159.0	1,071.0	2,993.6	15,257.4	20,485.7	18,116.6	15,567.9
	Marina Noreste	3,444.7	103.1	53.5	88.8	3,690.1	863.0	582.2	462.1
	Marina Suroeste	744.2	36.8	81.0	254.0	1,116.0	1,706.4	1,495.1	1,320.8
	Norte	6,099.7	9.5	751.9	2,360.5	9,221.6	15,874.2	14,109.5	12,276.8
	Sur	745.3	9.5	184.6	290.3	1,229.7	2,042.2	1,929.8	1,508.2
2008	Total	10,819.4	155.6	1,198.4	2,971.0	15,144.4	20,562.1	18,269.2	15,452.0
	Marina Noreste	3,085.0	98.6	37.9	68.6	3,290.2	784.7	447.3	357.0
	Marina Suroeste	911.9	40.9	115.3	336.6	1,404.7	2,214.3	2,036.8	1,750.5
	Norte	6,056.7	5.0	883.0	2,289.5	9,234.1	15,624.9	13,955.0	11,907.7
	Sur	765.8	11.0	162.3	276.2	1,215.3	1,938.2	1,830.0	1,436.7
2009	Total	10,375.8	81.6	1,174.6	2,884.9	14,516.9	20,110.5	17,890.4	15,004.4
	Marina Noreste	2,844.5	42.1	30.9	59.7	2,977.1	631.1	394.2	310.3
	Marina Suroeste	985.5	23.7	146.3	381.3	1,536.9	2,675.9	2,388.4	1,983.2
	Norte	5,845.0	4.6	838.4	2,174.6	8,862.6	14,901.3	13,302.2	11,310.0
	Sur	700.8	11.1	159.0	269.4	1,140.3	1,902.2	1,805.7	1,400.9

Cuadro 4.11 Clasificación de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2006	Total	6,774.9	3,891.7	977.5	16,770.6	1,319.6	1,149.4	847.0	3,316.0
	Marina Noreste	4,112.4	0.0	0.0	1,228.3	0.0	0.0	2.2	2.2
	Marina Suroeste	220.2	416.3	104.1	552.5	330.9	0.0	283.7	614.6
	Norte	2,405.3	3,068.0	740.6	14,234.9	35.0	1,140.2	439.1	1,614.3
	Sur	37.0	407.4	132.8	754.9	953.7	9.2	122.0	1,084.9
2007	Total	6,127.5	3,815.8	1,090.6	16,414.6	1,485.9	1,562.5	1,022.7	4,071.1
	Marina Noreste	3,444.7	0.0	0.0	860.8	0.0	0.0	2.2	2.2
	Marina Suroeste	215.2	409.9	119.1	498.8	549.9	364.4	293.3	1,207.6
	Norte	2,337.8	3,023.7	738.2	14,056.3	35.0	1,189.7	593.3	1,817.9
	Sur	129.8	382.2	233.3	998.8	901.0	8.5	133.9	1,043.4
2008	Total	5,730.8	3,948.5	1,140.1	16,457.6	1,239.2	1,701.5	1,163.8	4,104.5
	Marina Noreste	3,085.0	0.0	0.0	782.5	0.0	0.0	2.3	2.3
	Marina Suroeste	216.3	585.5	110.1	795.9	517.8	607.0	293.6	1,418.4
	Norte	2,299.5	3,020.0	737.2	13,869.8	36.4	1,084.3	634.3	1,755.1
	Sur	130.0	342.9	292.8	1,009.5	684.9	10.3	233.6	928.7
2009	Total	5,402.1	3,646.1	1,327.6	15,744.8	1,579.9	1,610.3	1,175.4	4,365.7
	Marina Noreste	2,807.7	36.8	0.0	628.8	0.0	0.0	2.3	2.3
	Marina Suroeste	216.3	567.1	202.1	903.8	871.9	606.9	293.2	1,772.1
	Norte	2,232.7	2,815.2	797.1	13,152.9	36.1	992.5	719.8	1,748.4
	Sur	145.3	227.0	328.5	1,059.2	671.9	10.9	160.2	842.9

* G y C: yacimientos de gas y condensado

servas probables de gas asociado. En relación a reservas de gas no asociado, 40.0 por ciento se ubica en la Región Norte, proveniente principalmente de

yacimientos de gas húmedo, y 40.6 por ciento del gas no asociado se encuentra en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y con-

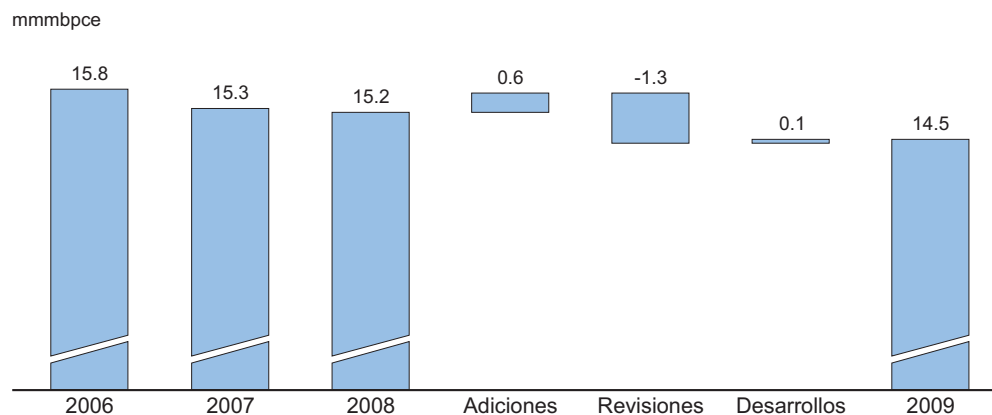


Figura 4.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

densado. Finalmente, 19.3 por ciento se localiza en la Región Sur, en yacimientos de gas y condensado.

El comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años se muestra en la figura 4.8. Al 1 de enero de 2009 se registró un decremento de 627.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, 4.1 por ciento con respecto al año anterior. Las adiciones contribuyeron con 548.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las revisiones de los campos ya existentes implicaron una reducción por 1,297.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, y los desarrollos reportaron un incremento de 121.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por la reclasificación de reservas a esta categoría.

4.3.3. Reservas posibles

Al 1 del enero de 2009, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan 14,737.9 millones de barriles. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 4.12. La Región Norte aporta 62.5 por ciento de estas reservas, la Región Marina Noreste 21.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 11.9 por ciento y la Región Sur 4.6 por ciento. Asimismo, las reservas a nivel nacional están conformadas en 68.9 por ciento de aceite crudo, 22.1 por ciento por gas seco equivalente a líquido, 8.4 por ciento de líquidos de planta y 0.7 por ciento por condensado.

Las reservas posibles de gas natural al 1 de enero de 2009 ascienden a 22,614.3 miles de millones de pies

Cuadro 4.12 Distribución histórica de las reservas posibles por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmpc	Gas a entregar en planta mmpc	Gas seco mmpc
2006	Total	9,635.0	158.5	1,114.1	3,251.8	14,159.4	22,311.4	19,556.1	16,912.3
	Marina Noreste	2,347.8	62.8	45.3	81.8	2,537.7	767.5	528.5	425.3
	Marina Suroeste	1,021.1	75.1	146.8	289.6	1,532.7	2,258.0	1,866.0	1,506.3
	Norte	5,775.3	17.7	825.2	2,732.2	9,350.4	18,241.6	16,160.8	14,210.0
	Sur	490.8	2.9	96.8	148.2	738.7	1,044.2	1,000.8	770.8
2007	Total	9,827.3	173.9	1,153.0	3,450.4	14,604.7	23,602.2	20,689.2	17,944.2
	Marina Noreste	2,533.9	89.1	42.4	78.3	2,743.7	814.9	502.2	407.0
	Marina Suroeste	1,118.8	70.5	165.6	549.0	1,903.8	3,611.9	3,213.3	2,855.1
	Norte	5,780.8	11.7	853.1	2,683.3	9,328.9	18,179.4	16,041.4	13,955.9
	Sur	393.9	2.6	91.9	139.9	628.2	996.0	932.2	726.3
2008	Total	9,891.1	163.9	1,250.5	3,315.8	14,621.2	22,719.7	20,189.1	17,245.0
	Marina Noreste	2,799.0	110.3	44.8	88.7	3,042.9	962.4	568.2	461.4
	Marina Suroeste	1,020.9	45.2	130.4	528.6	1,725.1	3,267.6	3,086.5	2,749.2
	Norte	5,648.7	6.3	985.1	2,553.3	9,193.4	17,441.5	15,563.2	13,279.6
	Sur	422.4	2.0	90.2	145.1	659.8	1,048.2	971.2	754.8
2009	Total	10,149.8	101.7	1,233.8	3,252.6	14,737.9	22,614.3	20,016.9	16,916.3
	Marina Noreste	2,892.8	70.7	42.8	90.2	3,096.5	896.1	585.1	468.9
	Marina Suroeste	1,056.0	22.8	142.1	537.7	1,758.5	3,433.0	3,204.7	2,796.6
	Norte	5,729.2	6.5	974.3	2,499.9	9,209.9	17,383.0	15,389.9	13,001.8
	Sur	471.8	1.8	74.7	124.8	673.0	902.2	837.2	649.0

cúbicos, cuadro 4.12. Las reservas de gas a entregar en planta alcanzan 20,016.9 miles de millones de pies cúbicos, localizándose 76.9 por ciento en la Región Norte. Las reservas posibles de gas seco suman 16,916.3 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales a la Región Norte le corresponde 76.9 por ciento.

Las reservas posibles de aceite crudo al 1 de enero de 2009 se sitúan en 10,149.8 millones de barriles, su clasificación de acuerdo a su densidad se muestra en el cuadro 4.13. De esta forma, el aceite pesado representa 49.8 por ciento del total, el aceite ligero 40.0 por ciento y el superligero 10.2 por ciento. La Región Marina Noreste aporta el 57.3 por ciento de las reservas posibles de aceite pesado, mientras que la Región Norte explica 85.0 por ciento de las reservas posibles

de aceite ligero y 64.9 por ciento de las reservas de aceite superligero.

La clasificación de las reservas de gas natural por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento se presenta en el cuadro 4.13. Al 1 de enero de 2009, las reservas posibles de gas asociado aportan 77.3 por ciento del total, y las de gas no asociado complementan con 22.7 por ciento. La Región Norte concentra 83.3 por ciento de las reservas posibles de gas asociado. La distribución regional de las reservas posibles de gas no asociado muestra que la Región Marina Suroeste comprende 53.1 por ciento del total, localizado principalmente en yacimientos de gas húmedo. La Región Norte concentra 37.8 por ciento proveniente en su mayor parte de yacimientos de gas húmedo,

Cuadro 4.13 Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado	G y C*	Gas húmedo	Gas seco	Total
2006	Total	4,454.3	4,081.1	1,099.5	18,138.2	1,638.3	1,412.2	1,122.7	4,173.2	
	Marina Noreste	2,315.0	32.9	0.0	725.6	0.0	0.0	41.9	41.9	
	Marina Suroeste	333.6	403.6	284.0	966.1	1,008.3	0.0	283.6	1,291.9	
	Norte	1,562.4	3,448.8	764.1	16,061.4	27.9	1,377.6	774.7	2,180.2	
	Sur	243.4	195.9	51.5	385.0	602.1	34.6	22.5	659.2	
2007	Total	4,573.6	4,099.0	1,154.7	18,410.4	1,485.4	2,024.3	1,682.1	5,191.8	
	Marina Noreste	2,506.0	27.9	0.0	772.6	0.0	0.0	42.3	42.3	
	Marina Suroeste	325.0	461.9	331.9	1,195.8	928.2	628.9	858.9	2,416.1	
	Norte	1,599.5	3,417.2	764.0	16,063.8	27.9	1,360.8	726.9	2,115.6	
	Sur	143.1	191.9	58.8	378.2	529.2	34.6	54.0	617.8	
2008	Total	4,899.2	3,959.0	1,032.9	17,816.1	875.9	2,375.9	1,651.8	4,903.6	
	Marina Noreste	2,799.0	0.0	0.0	920.4	0.0	0.0	42.1	42.1	
	Marina Suroeste	402.7	437.5	180.7	982.2	330.5	1,095.1	859.8	2,285.4	
	Norte	1,554.9	3,330.7	763.2	15,489.1	16.4	1,276.6	659.5	1,952.5	
	Sur	142.6	190.8	89.1	424.5	529.0	4.3	90.4	623.7	
2009	Total	5,052.7	4,064.4	1,032.6	17,492.1	1,136.9	2,201.0	1,784.4	5,122.2	
	Marina Noreste	2,892.8	0.0	0.0	854.0	0.0	0.0	42.0	42.0	
	Marina Suroeste	402.7	417.9	235.4	713.1	765.9	1,095.1	858.9	2,719.9	
	Norte	1,601.9	3,456.7	670.6	15,448.7	16.4	1,101.5	816.4	1,934.3	
	Sur	155.3	189.9	126.6	476.3	354.5	4.3	67.1	425.9	

* G y C: yacimientos de gas y condensado

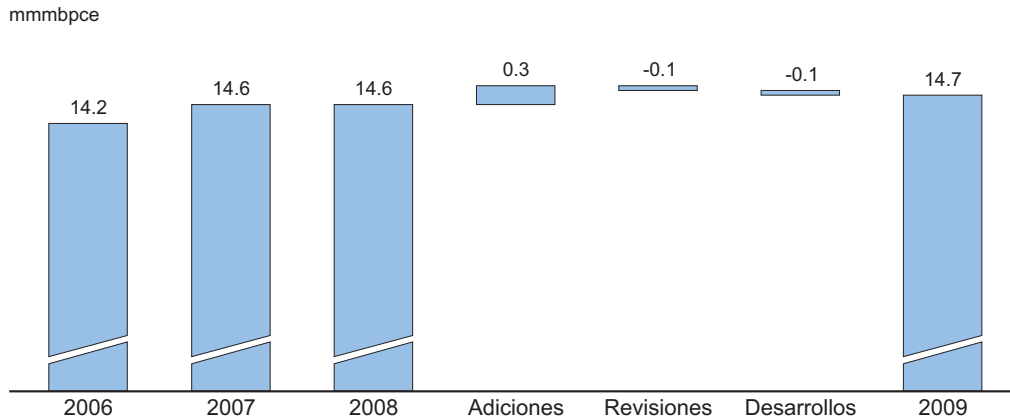


Figura 4.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

mientras la Región Sur reporta 8.3 por ciento, donde sus yacimientos de gas y condensado sustentan la mayoría de estas reservas, por último la Región Marina Noreste aporta 0.8 por ciento.

La evolución histórica de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años se muestra en la figura 4.9. Al 1 de enero de 2009, se tiene un incremento de 116.8 mi-

llones de barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. La presente variación positiva corresponde al 0.8 por ciento en relación al año 2008. Específicamente, el concepto de adiciones incorpora 569.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que los desarrollos y las revisiones reducen las reservas en 340.4 y 112.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.