

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010

Este capítulo detalla la evaluación de las reservas remanentes de hidrocarburos del país, bajo los eventos y cambios registrados en la explotación durante 2009, se analiza 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, la eficiencia de los sistemas artificiales de producción, los nuevos proyectos de desarrollo y los proyectos de recuperación secundaria y mejorada, así como los resultados de la actividad exploratoria y la producción continua o intermitente de todos y cada uno de los pozos, contribuyen a la actualización de las reservas en cada evaluación.

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 remanentes de los campos considera los precios de venta de los hidrocarburos a producir, así como los costos de operación y mantenimiento requeridos para llevar a cabo su explotación, al igual que las inversiones asociadas a su desarrollo. Específicamente, el valor de cada una de las categorías de reservas requiere utilizar los volúmenes futuros de producción de aceite, condensado y de gas, los precios de venta de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, los costos de operación y las inversiones asociadas al desarrollo en aquellos campos no desarrollados en su totalidad, nuevos o maduros. 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 remanentes son los volúmenes capaces de ser 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. Posterior al límite económico deja de ser rentable la explotación de las reservas, volviéndose negativo el flujo de efectivo.

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. Se observa para el aceite crudo una pendiente ascendente de su precio durante todos los meses del 2009 pasando de 37.95 en enero a 69.80 dólares por barril en diciembre. Alcanzando en el mes de noviem-

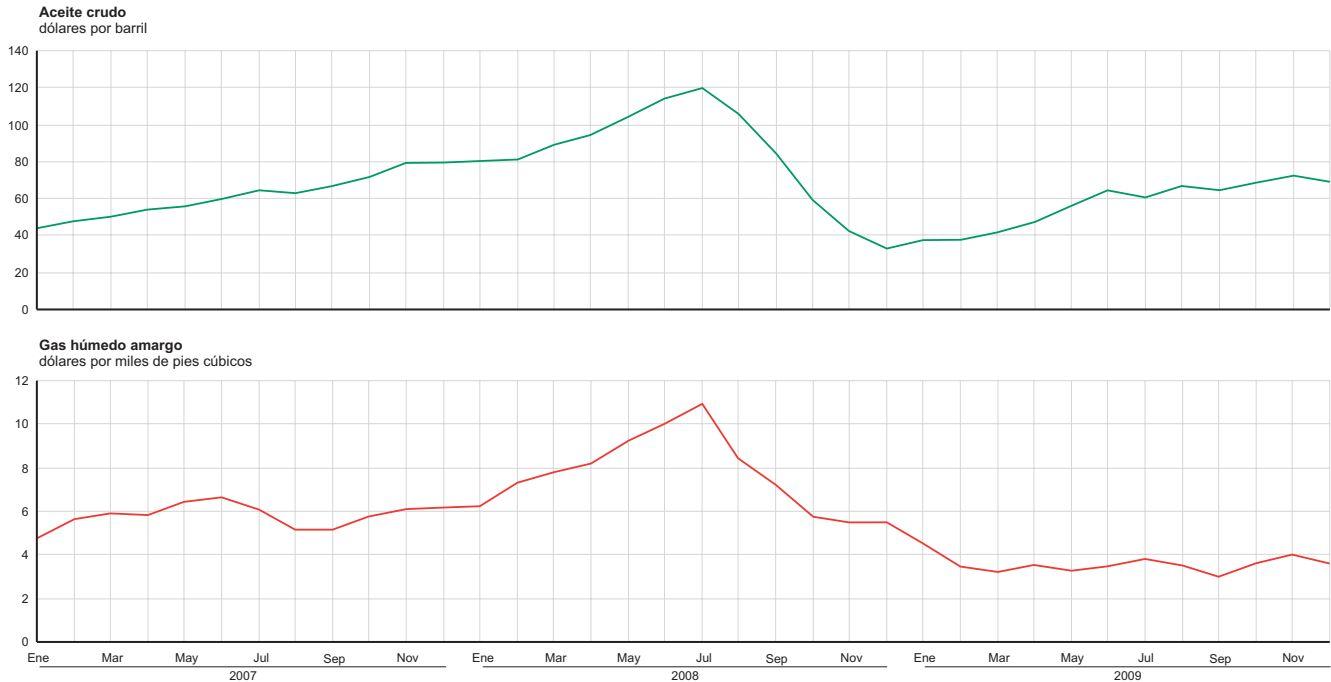


Figura 4.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

bre un valor máximo de 72.44 dólares por barril. Se registró una caída en el precio del gas de 4.61 en enero a 3.65 dólares por millar de pie cúbico en diciembre. El promedio anual de 57.56 dólares por barril fue inferior en 32.0 por ciento con respecto al año 2008. En cuanto al gas húmedo amargo, el precio promedio durante el año 2009 cayó en 52.9 por ciento en referencia al año anterior, promediando 3.7 dólares por millar de pie cúbico, valor que se ubica menor a los 4.0 dólares por millar de pie cúbico. Solamente en los meses de enero y noviembre el precio fue superior a los 4.0 dólares.

4.2 Petróleo crudo equivalente

La expresión que integra el inventario total de hidrocarburos en forma líquida de manera hipotética 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.

El cálculo de las reservas remanentes expresadas en 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. Cualquier modificación en los sistemas de recolección y transporte que afecte la eficiencia del manejo y distribución del gas en la trayectoria pozo-complejo procesador de gas, incidirá de manera directa en el valor final del volumen de petróleo crudo equivalente.

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 son medidos simultáneamente en diferentes instalaciones superficiales. En los complejos procesadores de gas se registran los encogimientos y rendimientos del gas entregado por Pemex Exploración y Producción para obtener el gas seco y los líquidos de planta. Se consideran para el cálculo del petróleo crudo equivalente el volumen de gas quemado a la atmosfera en las instalaciones.

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, tales como azufre o nitrógeno. 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 compresión 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 pro-

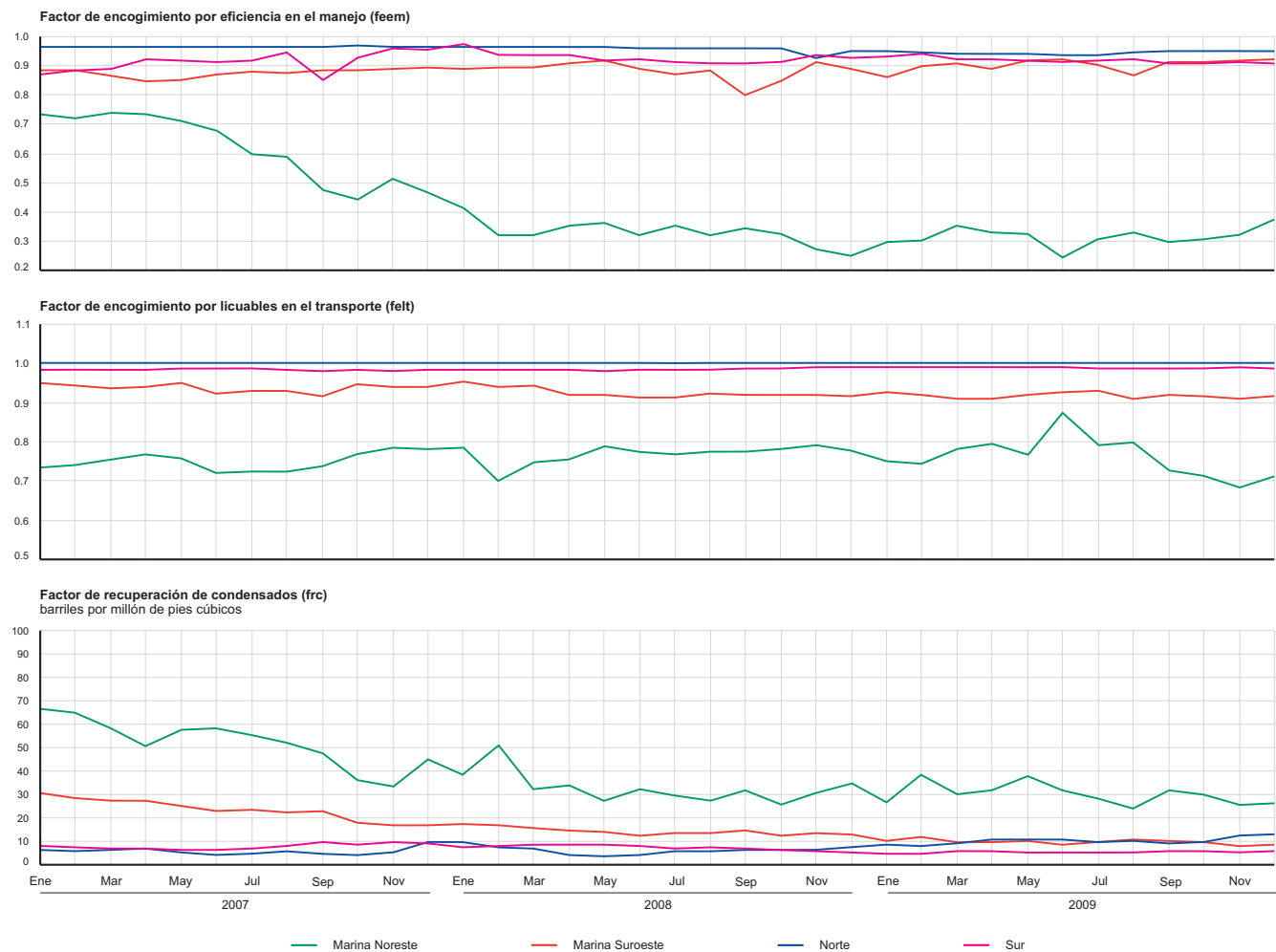


Figura 4.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

ducido 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. También ocurre la quema de gas producido en aquellos campos con producción marginal o intermitente de aceite, debido a los bajos volúmenes de aceite producido.

Por otra parte, el gas enviado a los complejos procesadores experimenta cambios de temperatura, presión y volumen en su trayecto a los mismos, dando origen a la condensación de líquidos dentro de los ductos y disminuyendo 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 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 2008 debido a la disminución en el envío de gas amargo a plantas, por su alto contenido de nitrógeno. La Región Marina Suroeste presenta un comportamiento a la alza en el aprovechamiento del gas, con incrementos que la posicionan históricamente en 90.7 por ciento, el valor promedio durante 2009, debido a un programa óptimo de mantenimiento de módulos de compresión que ha permitido tener continuidad operativa de los mismos. Las regiones Norte y Sur registran una reducción muy ligera en el factor de eficiencia en el manejo. Aún así estas regiones presentan un comportamiento estable y eficiente durante todo el 2009.

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 bastante dinámico durante 2009, el valor más alto quedó registrado en el mes de junio, luego de varios decrementos se alcanzó el valor más bajo en el mes de noviembre, valor menor al del principio de año debido a que en este mes se registró un volumen de gas amargo enviado a plantas más bajo. La Región Marina Suroeste presenta durante 2009 un encogimiento por licuables muy estable, el comportamiento es casi constante desde abril de 2009 debido a que el autoconsumo y el gas enviado a la atmósfera se ha mantenido sin variaciones importantes. El rendimiento de condensados en la Región Marina Noreste aumentó en los meses de febrero y mayo de 2009, sin embargo registra su valor más bajo en el mes de agosto, valor por debajo del registrado en octubre de 2008, esta fluctuación se debe a que en 2009, se envió más gas amargo a plantas y en el 2009 disminuye en promedio 40 millones de pies cúbicos por día, el envío de gas. La Región Marina Suroeste continúa con su decremento gradual que ha venido registrando desde el 2007. Por su parte, las regiones

Sur y Norte mantuvieron prácticamente constante su rendimiento durante todo el año 2009.

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 o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo; 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, *fel/p*, 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

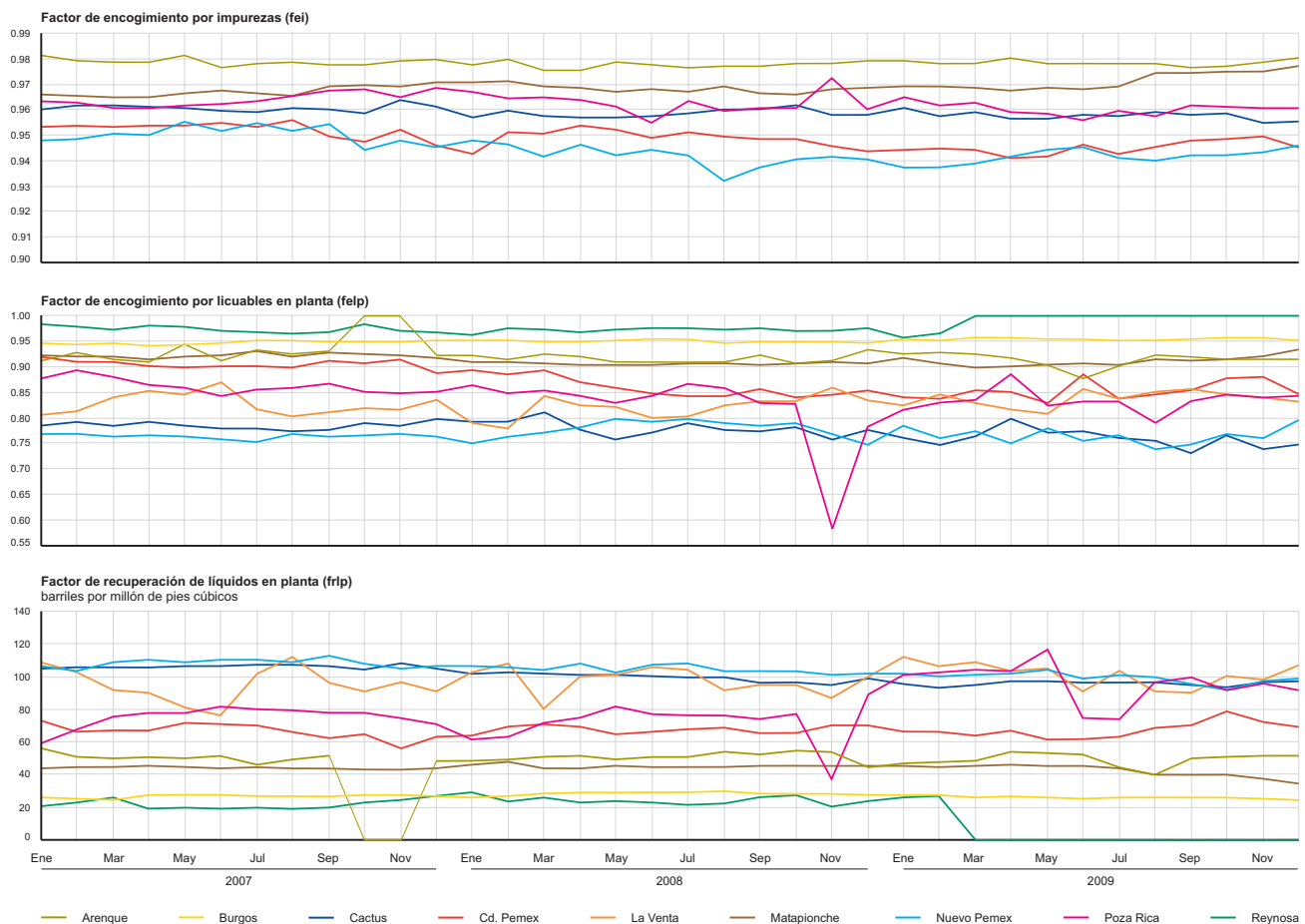


Figura 4.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

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. De estos complejos, sólo los de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex trabajan por debajo del 95.0 por ciento de eficiencia, en contraparte el CPG Arenque es el que opera con mayor eficiencia el factor de encogimiento por impurezas, registrando 98.1 por ciento en el mes de abril de 2009. Los CPG La Venta, Reynosa y Burgos, reciben gas húmedo dulce, por lo que 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, se observa en esta gráfica que el factor de encogimiento por licuables para el CPG Reynosa desde el mes de abril muestra un valor constante de 1.0, indicativo de que ya no está operando la criogénica por desmantelamiento de una parte del complejo Reynosa. 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 2009, debido a que estuvo fuera de operación por mantenimiento.

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 2010 ascienden a 43,074.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Específicamente, la reserva probada participa con 32.5 por ciento, la probable con 33.1 por ciento y la reserva posible con 34.5 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 2010, el aceite aporta

70.8 por ciento del total, el gas seco 20.0 por ciento, los líquidos de planta agregan 8.3 por ciento y el condensado 1.0 por ciento. En un contexto regional, las reservas 3P se distribuyen en la siguiente forma, la Región Norte contribuye con 44.4 por ciento, la Región Marina Noreste con 28.1 por ciento, la Región Sur 13.5 por ciento y la Región Marina Suroeste con 14.0 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 2010 ascienden a 30,497.3 millones de barriles, donde el aceite pesado participa con 52.5 por ciento de este volumen, el aceite ligero con 35.3 por ciento y el superligero con 12.3 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 68.7 por ciento del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte concentra 60.4 por ciento del total de aceite ligero y 44.2 por ciento del total de aceite superligero.

Las reservas totales de gas natural al 1 de enero de 2010 ascienden a 61,236.0 miles de millones de pies cúbicos, la Región Norte concentra el 57.7 por ciento. Las reservas de gas a entregar en las plantas procesadoras ascienden a 54,083.8 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que las reservas de gas seco alcanzan 44,712.2 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 4.1 se presenta esta información, así como su evolución histórica.

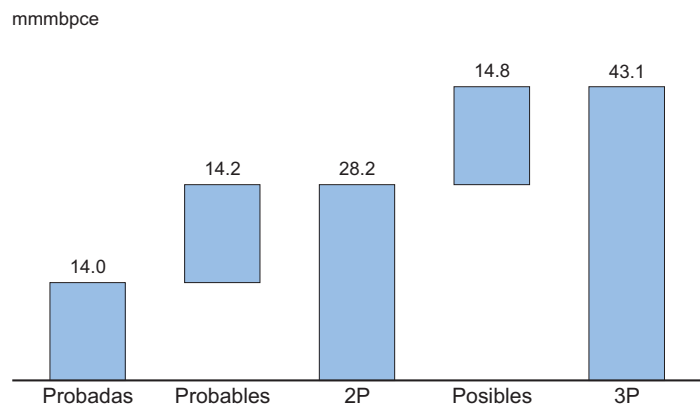


Figura 4.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

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
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
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6

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 2010 totalizan 44,046.7 miles de millones de pies cúbicos, representando 71.9 por ciento del total, como consecuencia de que la mayoría de los yacimientos en el país son de aceite, y el restante 28.1 por ciento son reservas de gas no asociado. En particular, la Región Norte aporta 33.9 por ciento de estas reservas, la mayor parte localizadas en yacimientos de gas húmedo, mientras que la Región Marina Suroeste concentra 52.2 por ciento, encontrándose la mayor parte de la reserva en yacimientos de gas y condensado. La Región Sur por su parte explica 13.6 por ciento del total, ubicándose principalmente en yacimientos de gas y condensado, y el complemento de 0.3 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 al valor final de la reserva. La estimación al 1 de enero de 2010 registró un decremento de 1.1 por ciento con respecto a las reservas totales del año anterior. La mayor parte de la reducción se explica por la producción de 1,378.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2009, de los cuales la Región Marina Noreste aportó el 42.5 por ciento. Los descubrimientos aportaron 1,773.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, restituyendo el 128.7 por ciento de la producción de 2009. Por desarrollo las reservas

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2	44,046.7	7,351.1	5,281.9	4,556.4	17,189.4
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

redujeron en 146.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones las redujeron aún más en 709.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Considerando las adiciones, revisiones y

desarrollos, se restituyeron 890.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, lo que representa una tasa de restitución integrada de 64.6 por ciento.

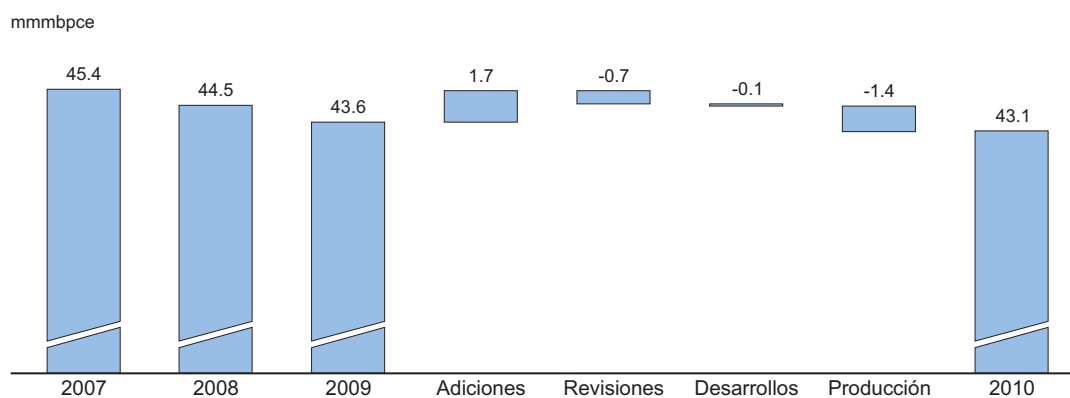


Figura 4.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

La relación reserva producción, resulta de dividir la reserva remanente al 1 de enero de 2010 entre la producción del año 2009, considerando las reservas totales, resulta de 31.3 años. Para el agregado de reservas probadas más probables (2P) de 20.5 años y para las reservas probadas de 10.2 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 definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC)

de Estados Unidos, reportando al 1 de enero de 2010 reservas remanentes probadas por 13,992.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos de los hidrocarburos que componen la cifra anterior, el aceite crudo contribuye con 74.5 por ciento del total de las reservas probadas, el gas seco representa 16.4 por ciento, mientras los líquidos de planta y los condensados alcanzan 7.3 y 1.8 por ciento, respectivamente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta 48.0 por ciento del total nacional de la reserva probada de petróleo crudo equivalente, la Región Sur alcanza 28.87 por ciento, mientras que la Región Norte reporta 9.7 por ciento y el 13.5 por ciento restante corresponde a la Región Marina Suroeste. El cuadro 4.3 muestra la distribución regional de la reserva remanente probada, clasificada por tipo de fluido.

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 mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2010	Total	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	13,992.1	16,814.6	14,824.2	11,966.1
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0

Cuadro 4.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, 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		
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
2010	Total	6,482.5	3,021.7	915.3	10,719.5	2,498.2	1,581.4	2,015.5	6,095.1
	Marina Noreste	6,039.2	51.8	0.0	2,858.3	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	766.4	290.1	1,618.1	1,529.5	308.6	137.4	1,975.6
	Norte	276.3	321.3	16.0	1,009.8	36.4	1,198.0	1,622.6	2,857.0
	Sur	53.8	1,882.2	609.2	5,233.3	932.3	74.7	241.0	1,248.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

La reserva probada de aceite crudo al 1 de enero de 2010 asciende a 10,419.6 millones de barriles, donde el aceite pesado es su principal componente, al contribuir con 62.2 por ciento, el aceite ligero aporta

el 29.0 por ciento y el superligero representa 8.8 por ciento del total nacional. La Región Marina Noreste contribuye con 93.2 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Sur tiene 62.3 por ciento del

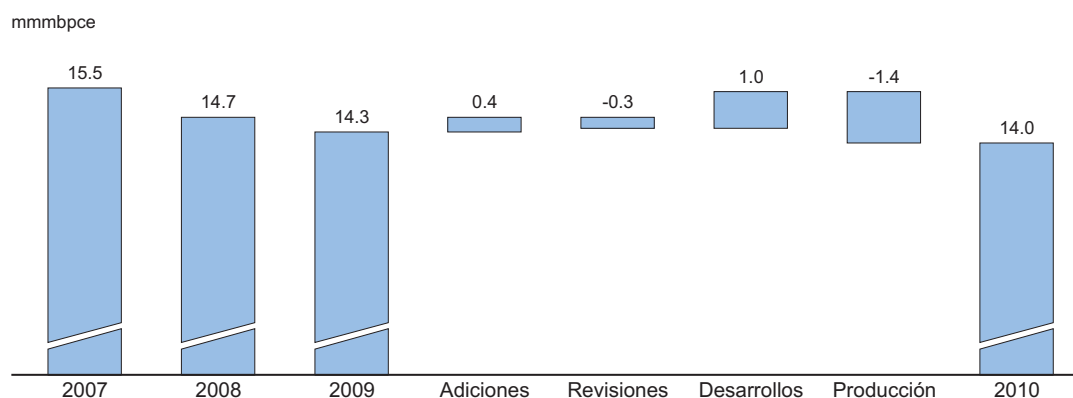


Figura 4.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

aceite ligero y 66.6 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 2010 alcanzan 16,814.6 miles de millones de pies cúbicos, presentando una reducción de 4.7 por ciento con respecto al año anterior. Las reservas de gas a entregar en plantas se ubicaron en 14,824.2 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de gas seco ascienden a 11,966.1 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur concentra 38.3 por ciento y la Región Norte 28.1 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 63.8 por ciento del total, en tanto que el gas no asociado alcanza 36.3 por ciento. Las regiones Sur y Marina Noreste aportan 48.8 y 26.7 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

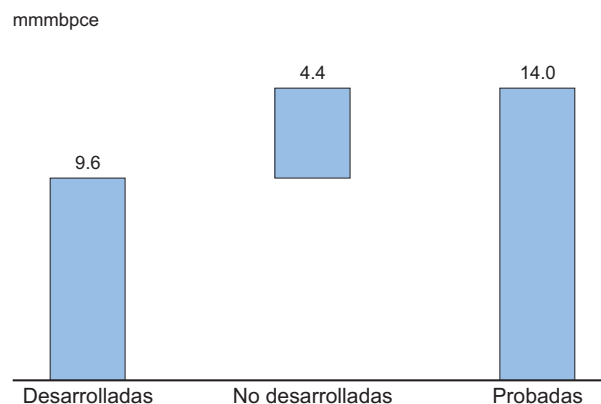


Figura 4.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

regiones Norte y Marina Suroeste con 46.9 y 32.4 por ciento, respectivamente. La Región Norte tiene el 80.5 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, al 1 de enero de 2010 se observa una dismi-

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

Posición	País	Crudo ^a mmb	Posición	País	Gas seco mmmpc
1	Arabia Saudita	259,900	1	Rusia	1,680,000
2	Canadá	175,214	2	Irán	1,045,670
3	Irán	137,620	3	Qatar	899,325
4	Irak	115,000	4	Turkmenistán	265,000
5	Kuwait	101,500	5	Arabia Saudita	263,000
6	Venezuela	99,377	6	Estados Unidos de América	244,656
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Emiratos Arabes Unidos	214,400
8	Rusia	60,000	8	Nigeria	185,280
9	Libia	44,270	9	Venezuela	175,970
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Irak	111,940
12	Qatar	25,410	12	Australia	110,000
13	China	20,350	13	China	107,000
14	Estados Unidos de América	19,121	14	Indonesia	106,000
15	Brasil	12,802	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	México	11,691	36	México	11,966

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 21, 2009
a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

nución de 2.2 por ciento con respecto a la estimación del año anterior. Durante 2009 se incorporaron nuevas reservas probadas restituidas por efecto de descubrimientos, delimitaciones, desarrollo y revisiones, al ubicarse en 1,062.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representa 77.1 por ciento de la producción de 2009. Las adiciones y los desarrollos incrementan las reservas probadas en 388.9 y 1,007.5 millones de barriles, respectivamente. Las revisiones por su parte reducen las reservas en 330.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por último, la producción durante 2009 de 1,378.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente explica el decremento principal en esta categoría de reservas.

La clasificación de las reservas probadas al 1 de enero de 2010 se presenta en la figura 4.7. De esta forma,

las reservas probadas desarrolladas aportan 68.6 por ciento del total nacional, y las probadas no desarrolladas el 31.4 por ciento complementario.

En el contexto internacional, México continúa ocupando el décimo séptimo lugar en cuanto a reservas probadas, incluyendo aceite, condensado y líquidos de planta. En relación al gas seco, México paso del lugar 35 al 36 en 2010. 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 2010, las reservas probadas desarrolladas son 9,625.9 millones de barriles de petróleo

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
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
2010	Total	7,364.2	189.8	613.3	1,458.5	9,625.9	10,629.0	9,315.3	7,585.7
	Marina Noreste	4,658.6	130.9	128.8	249.8	5,168.1	2,301.9	1,683.8	1,299.3
	Marina Suroeste	647.8	16.7	108.0	197.5	970.0	1,614.5	1,345.9	1,027.3
	Norte	275.0	7.8	42.9	461.5	787.1	2,683.9	2,482.8	2,400.2
	Sur	1,782.9	34.4	333.6	549.7	2,700.7	4,028.7	3,802.8	2,858.9

crudo equivalente, lo que significa un decremento de 5.6 por ciento con respecto al año anterior. Las adiciones, desarrollos y revisiones, sumaron 807.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que restituyeron el 58.6 por ciento de la producción de 1,378.4 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 2010 el aceite crudo aporta 76.5 por ciento del total, el gas seco 15.2 por ciento, los líquidos de planta 6.4 por ciento y el condensado 2.0 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 53.7 por ciento de las reservas de petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 28.1 por ciento, mien-

tras que las regiones Norte y Marina Suroeste con 8.2 y 10.1 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2010 ascienden a 10,629.0 miles de millones de pies cúbicos, como se muestra en el cuadro 4.6. Las reservas de gas a entregar en plantas alcanzan 9,315.3 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur contribuye con 40.8 por ciento. Las reservas de gas seco suma 7,585.7 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo a la Región Sur 40.8 por ciento de esta reserva.

Al 1 de enero de 2010, las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo son 7,364.2 millones de barriles. El aceite pesado participa con 65.4 por ciento

Cuadro 4.7 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas 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		
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
2010	Total	4,814.3	1,986.5	563.4	6,841.1	1,255.8	1,011.9	1,520.2	3,787.9
	Marina Noreste	4,645.2	13.4	0.0	2,301.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	523.6	124.2	1,161.7	452.8	0.0	0.0	452.8
	Norte	144.4	130.5	0.0	439.1	0.0	941.4	1,303.4	2,244.9
	Sur	24.7	1,319.0	439.2	2,938.5	803.0	70.4	216.8	1,090.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

del total nacional, el aceite ligero con 27.0 por ciento y el superligero con 7.7 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 96.5 por ciento del aceite pesado, la Región Sur tiene 66.4 por ciento del aceite ligero y 78.0 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 2010, las reservas probadas desarrolladas de gas asociado aportan el 64.4 por ciento del gas natural, en tanto que las de gas no asociado contribuyen con 35.6 por ciento. La mayor parte de las reservas desarrolladas de gas asociado

se ubican en la Región Sur y en la Región Marina Noreste, con 43.0 y 33.6 por ciento, respectivamente. En lo referente a las reservas desarrolladas de gas no asociado, la Región Norte cuenta con 59.3 por ciento del total nacional, principalmente en yacimientos de gas seco y gas húmedo. La Región Sur por su parte aporta 28.8 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 2010 alcanzan 4,366.2 millones de barriles de

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
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
2010	Total	3,055.4	66.7	401.9	842.2	4,366.2	6,185.5	5,508.9	4,380.5
	Marina Noreste	1,432.4	24.6	28.5	58.1	1,543.7	570.8	387.4	302.2
	Marina Suroeste	522.0	13.1	117.9	268.9	921.8	1,979.3	1,733.5	1,398.3
	Norte	338.6	2.0	40.7	184.0	565.2	1,182.9	1,047.3	956.8
	Sur	762.4	27.0	214.8	331.3	1,335.5	2,452.6	2,340.6	1,723.1

petróleo crudo equivalente, lo que implica un incremento de 6.2 por ciento con respecto al año anterior. Los descubrimientos incorporaron 331.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por delimitaciones no se incorporó volumen a esta categoría, los desarrollos significaron un decremento de 23.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones redujeron esta reserva en 53.9 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 2010, el aceite crudo contribuye con 70.0 por ciento del total nacional, el

gas seco equivalente a líquido con 19.3 por ciento, los líquidos de planta con 9.2 por ciento y el condensado complementa con 1.5 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 35.4 por ciento del petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 30.6 por ciento y las regiones Marina Suroeste y Norte con 21.1 y 12.9 por ciento, respectivamente.

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2010 suman 6,185.5 miles de millones de pies cúbicos, como se observa en el cuadro 4.8. El gas a entregar en plantas asciende a 5,508.9 miles de millones de pies cúbicos, con la Región Sur aportando 42.5 por ciento de esta cifra. Las reservas de gas seco suman 4,380.5 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Sur tiene 39.3 por ciento.

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2010	Total	1,668.2	1,035.2	352.0	3,878.4	1,242.4	569.5	495.3	2,307.2
	Marina Noreste	1,394.0	38.4	0.0	556.4	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	242.8	165.9	456.5	1,076.7	308.6	137.4	1,522.8
	Norte	131.9	190.7	16.0	570.7	36.4	256.6	319.2	612.2
	Sur	29.1	563.2	170.0	2,294.8	129.3	4.3	24.3	157.8

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2010 son 3,055.4 millones de barriles, el aceite pesado representa 54.6 por ciento, el ligero 33.9 por ciento y el superligero 11.5 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 83.6 por ciento del aceite pesado, la Región Norte aporta 7.9 por ciento, la Marina Suroeste 6.8 por ciento y la Región Sur 1.7 por ciento. Con respecto al aceite ligero, la Región Sur aporta el 54.4 por ciento, la Región Marina Suroeste 23.5 por ciento y la Norte 18.4 por ciento. Además, la Región Sur concentra 48.3 por ciento del aceite superligero y la Marina Suroeste 47.1 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.

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 2010 las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado contribuyen a la cifra total con 49.4 por ciento y las de gas no asociado con 37.3 por ciento. La Región Sur participa con 59.2 por ciento de las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado. En términos de gas no asociado, la Región Marina Suroeste concentra el 66.0 por ciento del total nacional, con una proporción de 70.7 por ciento en yacimientos de gas y condensado, 20.3 por ciento de gas húmedo y 9.0 en yacimientos de gas seco. La Región Norte acumula el 26.5 por ciento de las reservas de gas no asociado, principalmente en yacimientos de gas húmedo y seco con 94.1 por ciento. La aportación de la Región Sur en la reserva de gas no asociado es de 6.8 por ciento, principalmente por yacimientos de gas y condensado y la Región Marina

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
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
2010	Total	10,020.5	70.9	1,210.9	2,934.3	14,236.6	20,694.3	18,324.1	15,261.0
	Marina Noreste	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5	795.5	556.4	429.6
	Marina Suroeste	936.3	14.2	156.7	422.2	1,529.5	2,961.7	2,662.0	2,195.9
	Norte	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2	15,232.9	13,484.6	11,407.0
	Sur	693.1	10.1	138.1	236.2	1,077.4	1,704.2	1,621.1	1,228.4

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 2010 las reservas probables son 14,236.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El cuadro 4.10 muestra la distribución regional y por tipo de fluido de esta reserva, la cual se conforma en 70.4 por ciento por aceite, 20.6 por ciento por el equivalente a líquido del gas seco, 8.5 por ciento son líquidos de planta y 0.5 por ciento es condensado. A nivel regional, la Norte aporta 64.3 por ciento, la Región Marina Noreste 17.4 por ciento, la Región Sur 7.6 por ciento y la Región Marina Suroeste 10.7 por ciento.

Al 1 de enero de 2010, las reservas probables de gas natural ascienden a 20,694.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas a entregar en planta son 18,324.1 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales 73.6 por ciento se encuentran en la Región Norte. Las reservas de gas seco suman 15,261.0 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo a la Región Norte 74.7 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 2010 son 10,020.5 millones de barriles, el aceite pesado aporta 47.0 por ciento del total nacional, el aceite ligero 37.9 por ciento y el superligero 15.1 por ciento. La Región Marina Noreste concentra 47.5 por

Cuadro 4.11 Clasificación de las reservas probables 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		
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
2010	Total	4,711.6	3,794.5	1,514.4	16,352.6	1,791.6	1,518.0	1,032.0	4,341.7
	Marina Noreste	2,236.8	76.8	0.0	794.2	0.0	0.0	1.2	1.2
	Marina Suroeste	219.1	476.3	241.0	750.1	1,241.8	606.7	363.2	2,211.6
	Norte	2,117.6	2,984.3	975.6	13,781.1	24.2	899.3	528.3	1,451.8
	Sur	138.2	257.0	297.8	1,027.2	525.6	12.0	139.4	677.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

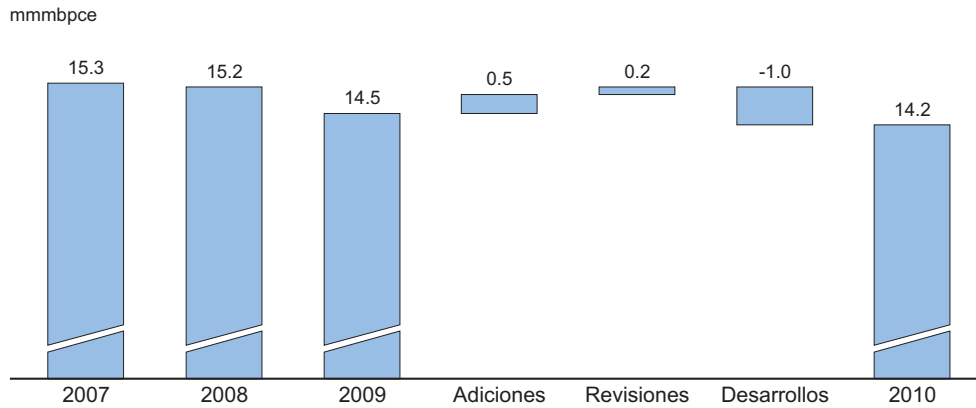


Figura 4.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

ciento del aceite pesado y la Región Norte 44.9 por ciento. Además esta última contribuye con 78.6 y 64.4 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 2010, las reservas probables de gas asociado representan 79.0 por ciento del total nacional de reservas probables de gas natural y las reservas de gas no asociado 21.0 por ciento. La Región Norte concentra 84.3 por ciento de las reservas probables de gas asociado. En relación a reservas de gas no asociado, 33.4 por ciento se ubica en la Región Norte, proveniente principalmente de yacimientos de gas húmedo, y 50.9 por ciento del gas no asociado se encuentra en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y condensado. Finalmente, 15.6 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 2010 se registró un decremento de 280.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, 1.9 por ciento con respecto al año anterior. Las adiciones contribuyeron con 470.3 millones de barri-

les de petróleo crudo equivalente, las revisiones de los campos ya existentes implicaron un incremental de 212.2 millones de barriles, y los desarrollos reportaron un decremento de 962.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por la reclasificación de reservas a categorías posible y probada.

4.3.3. Reservas posibles

Al 1 del enero de 2010, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan 14,846.0 millones de barriles. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 4.12. La Región Norte aporta 58.2 por ciento de estas reservas, la Región Marina Noreste 19.6 por ciento, la Región Marina Suroeste 17.4 por ciento y la Región Sur 4.8 por ciento. Asimismo, las reservas a nivel nacional están conformadas en 67.7 por ciento de aceite crudo, 22.6 por ciento por gas seco equivalente a líquido, 9.0 por ciento de líquidos de planta y 0.6 por ciento por condensado.

Las reservas posibles de gas natural al 1 de enero de 2010 ascienden a 23,727.2 miles de millones de pies cúbicos, cuadro 4.12. Las reservas de gas a entregar en planta alcanzan 20,935.5 miles de millones de pies cúbicos, localizándose 68.3 por ciento en la Región Norte. Las reservas posibles de gas seco suman 17,485.1 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales a la Región Norte le corresponde 68.8 por ciento.

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 mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2010	Total	10,057.2	89.8	1,337.1	3,361.9	14,846.0	23,727.2	20,935.5	17,485.1
	Marina Noreste	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9	871.4	607.2	478.2
	Marina Suroeste	1,445.3	27.1	290.6	826.5	2,589.5	5,671.5	5,143.7	4,298.5
	Norte	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8	16,223.9	14,296.1	12,036.2
	Sur	500.8	3.7	77.0	129.3	710.8	960.4	888.6	672.2

Las reservas posibles de aceite crudo al 1 de enero de 2010 se sitúan en 10,057.2 millones de barriles, su clasificación de acuerdo a su densidad se muestra en el cuadro 4.13. De esta forma, el aceite pesado representa 47.8 por ciento del total, el aceite ligero 39.2 por ciento y el superligero 13.0 por ciento. La Región Marina Noreste aporta el 56.5 por ciento de las reservas posibles de aceite pesado, mientras que la Región Norte explica 81.0 por ciento de las reservas posibles de aceite ligero y 50.4 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 2010, las reservas posibles de gas asociado aportan 71.5 por ciento del total, y las de gas no asociado com-

plementan con 28.5 por ciento. La Región Norte concentra 86.6 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 70.7 por ciento del total, localizado principalmente en yacimientos de gas y condensado. La Región Norte concentra 22.5 por ciento proveniente en su mayor parte de yacimientos de gas húmedo, mientras la Región Sur reporta 6.2 por ciento, donde sus yacimientos de gas y condensado sustentan la mayoría de estas reservas, por último la Región Marina Noreste aporta 0.6 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 2010, se tiene un incremento de 108.0 millones de

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2010	Total	4,803.8	3,946.9	1,306.5	16,974.6	3,061.2	2,182.4	1,509.0	6,752.6
	Marina Noreste	2,713.5	5.5	0.0	829.3	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	407.7	535.2	502.4	894.4	2,710.9	1,208.0	858.3	4,777.1
	Norte	1,538.7	3,195.2	658.1	14,707.8	3.6	970.2	542.3	1,516.1
	Sur	143.8	211.0	146.0	543.1	346.7	4.3	66.3	417.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

barriles de petróleo crudo equivalente con respecto al año anterior. La variación corresponde al 0.7 por ciento en relación al año 2009. Específicamente, el concepto de adiciones incorpora 886.5 millones de

barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que los desarrollos y las revisiones reducen las reservas en 190.9 y 587.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

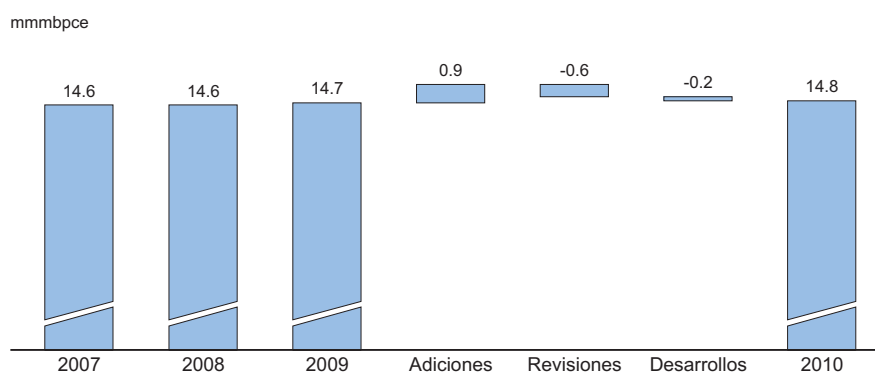


Figura 4.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.