

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012

Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza anualmente las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías, considerando las variaciones ocasionadas por las estrategias de exploración y explotación documentadas en los proyectos de inversión que asociadas a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012. La ejecución de actividades como la perforación y reparaciones de pozos, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, la optimización de instalaciones superficiales, entre otras, modifican el comportamiento de los yacimientos existentes en cada uno de los campos del país, que aunado a la incorporación de yacimientos por la perforación y terminación de pozos exploratorios y delimitadores, contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos.

La evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos que Pemex Exploración y Producción realiza, están alineadas con las definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos de América en lo referente a la estimación de reservas probadas, mientras que para las categorías de reservas probables y posibles se emplean los criterios de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), emitidos en el documento denominado *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

La variación de las reservas de hidrocarburos en cada una de sus clasificaciones, ocurridas durante el año

2011, se muestra en este capítulo a nivel regional, en primera instancia mostrando su distribución y evolución histórica durante los últimos años. Adicionalmente, para una mejor comprensión de los yacimientos y de sus reservas, se hace una distinción de acuerdo a la calidad del aceite y origen del gas natural. Este último, se desglosa de acuerdo al tipo de fluido producido en gas seco, gas húmedo o gas y condensado.

Asimismo, se describen las trayectorias de los precios de aceite y gas, que han servido para la evaluación económica de las reservas de hidrocarburos, y la evolución de la eficiencia en el manejo del gas y de la recuperación de líquidos, aspectos considerados en la estimación del gas que será entregado en plantas y de las reservas de petróleo crudo equivalente.

Con respecto al ámbito petrolero internacional, este capítulo presenta también la posición de nuestro país en lo que se refiere a reservas probadas, tanto de gas seco como de líquidos totales, estos últimos incluyen aceite crudo, condensado y líquidos de planta.

3.1 Precio de los hidrocarburos

Los precios de venta de los hidrocarburos son un elemento importante en la estimación del valor de las reservas de hidrocarburos, dado que generan los ingresos de las estrategias de explotación propuestas en los proyectos de inversión. Estos ingresos junto con las inversiones de desarrollo y los costos de operación y mantenimiento, determinan el límite económico de las diferentes propuestas de explotación en cada categoría de reserva.

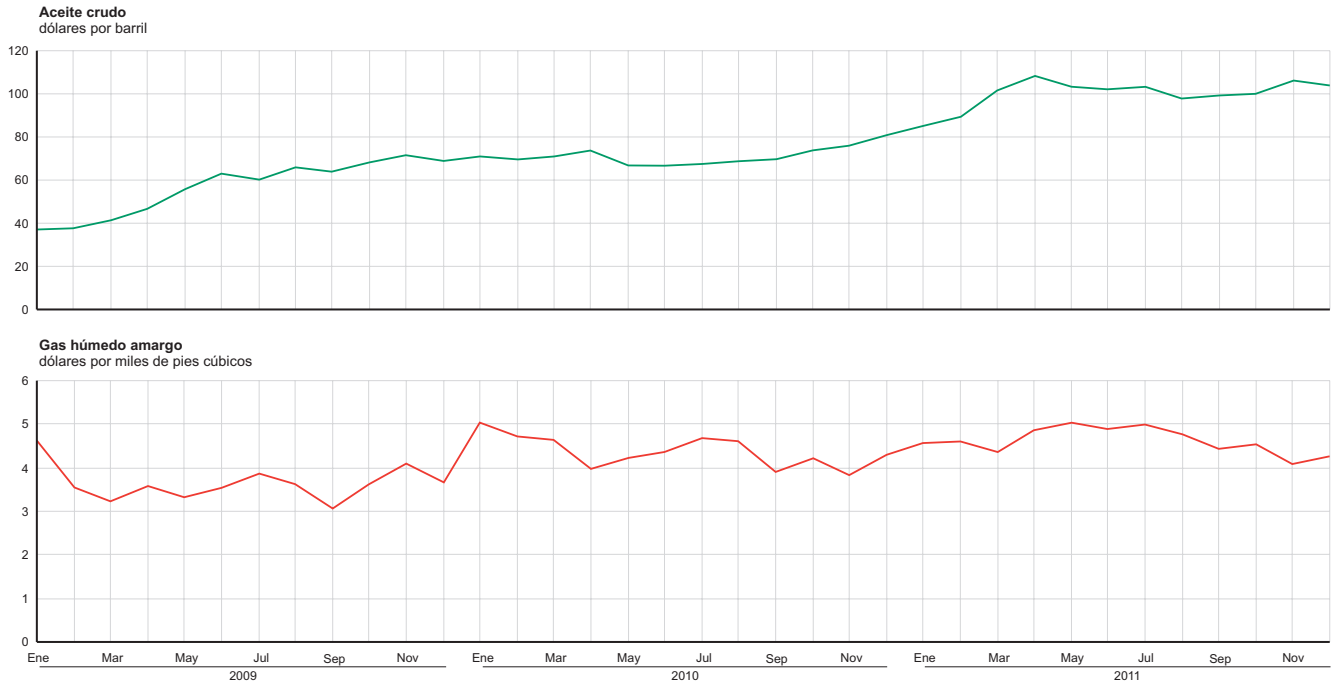


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

Dada la importancia que tienen los precios de hidrocarburos, en la figura 3.1 se muestra la evolución histórica del precio de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo. Para el caso del primero, podemos observar que en este periodo el precio inició con un valor de aproximadamente 40 dólares por barril, posteriormente ascendió paulatinamente hasta alcanzar un valor de 100 dólares por barril a principios del año 2011, para luego mantenerse en promedio por lo resta del año. El comportamiento del gas húmedo amargo muestra variaciones continuas entre 3 y 4 dólares por cada mil pies cúbicos en el primer año y de 4 a 5 dólares por cada mil pies cúbicos en los siguientes dos años. Sin embargo, podemos observar que en el último año no se tienen valores por debajo de los 4 dólares por millar de pies cúbicos y el promedio muestra una tendencia a incrementar.

3.2 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de hidrocarburos; en él se

incluyen el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco transformado a líquido. Es importante mencionar que 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 estimación del petróleo crudo equivalente considera, en cada periodo de análisis, los encogimientos y rendimientos del gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se produce hasta los complejos procesadores de gas donde es sometido a diferentes procesos. Por esto, 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.

3.2.1 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, 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 del gas se le denomina autoconsumo. En otra circunstancia, 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 podría enviar 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 hidrocarburos producidos.

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

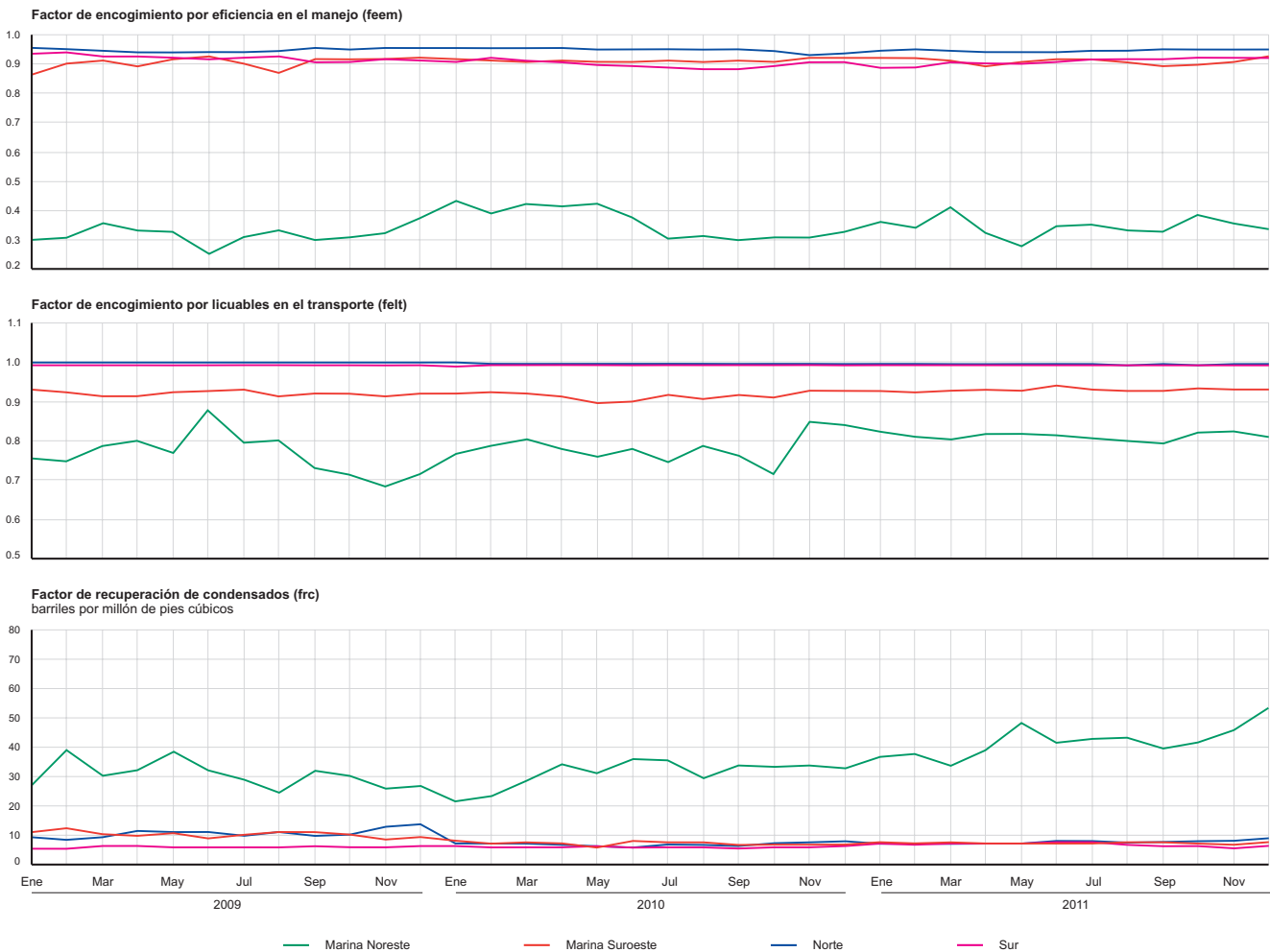


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

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, 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 condensados, *frc*, que relaciona los líquidos obtenidos en el transporte con el gas enviado a planta.

Los factores de encogimiento del gas natural y recuperación de condensados se calculan mensualmente utilizando la información a nivel campo de las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Sur y Norte. Se considera también la regionalización de la producción de gas y condensado que se envía a más de un complejo procesador de gas.

La evolución del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*, que es el indicador del aprovechamiento del gas natural, muestra en los tres últimos años un comportamiento estable en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur al registrar pequeñas variaciones en su valor, como se presenta en la figura 3.2. Sin embargo, en la Región Marina Noreste se tienen variaciones de mayor magnitud que oscilan entre valores de 0.25 y 0.40 puntos durante todo el periodo, ocasionados por la inyección de gas al yacimiento, la disminución de la producción de gas de la zona de transición y por ende una reducción en la quema del mismo.

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, en la Región Marina Noreste muestra en su evolución una estabilización a finales del año 2010 y durante todo el año 2011 ocasionado por la eficiencia operativa en las instalaciones de distribución. Para la Región Marina Suroeste se tiene un ligero incremento en el año 2011 generado por la redistribución de las corrientes de gas. Las regiones Norte y Sur no presentan variaciones importantes en su comportamiento durante los últimos tres años. Estas variaciones se muestran también en la figura 3.2.

En lo que respecta a la evolución del factor de recuperación de condensados, *frc*, se tienen ligeras variaciones en los dos últimos años en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste. En la caso de la Región Marina Noreste, el factor de recuperación de condensados sigue teniendo pequeñas fluctuaciones en los años 2009 y 2010, sin embargo en el año 2011 muestra una tendencia creciente hacia los 50 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas ocasionado por la optimización de las instalaciones de producción.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

Los complejos procesadores de gas, que pertenecen a la filial Pemex Gas y Petroquímica Básica, se denominan Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa; y reciben el gas enviado por Pemex Exploración y Producción que se produce en las cuatro regiones que lo componen. El gas recibido en estas plantas se somete a procesos de endulzamiento cuando el gas es amargo o si está contaminado por algún gas no hidrocarburo para obtener el gas dulce húmedo; posteriormente, a éste se le aplican procesos de absorción y criogénicos para obtener los líquidos de planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan

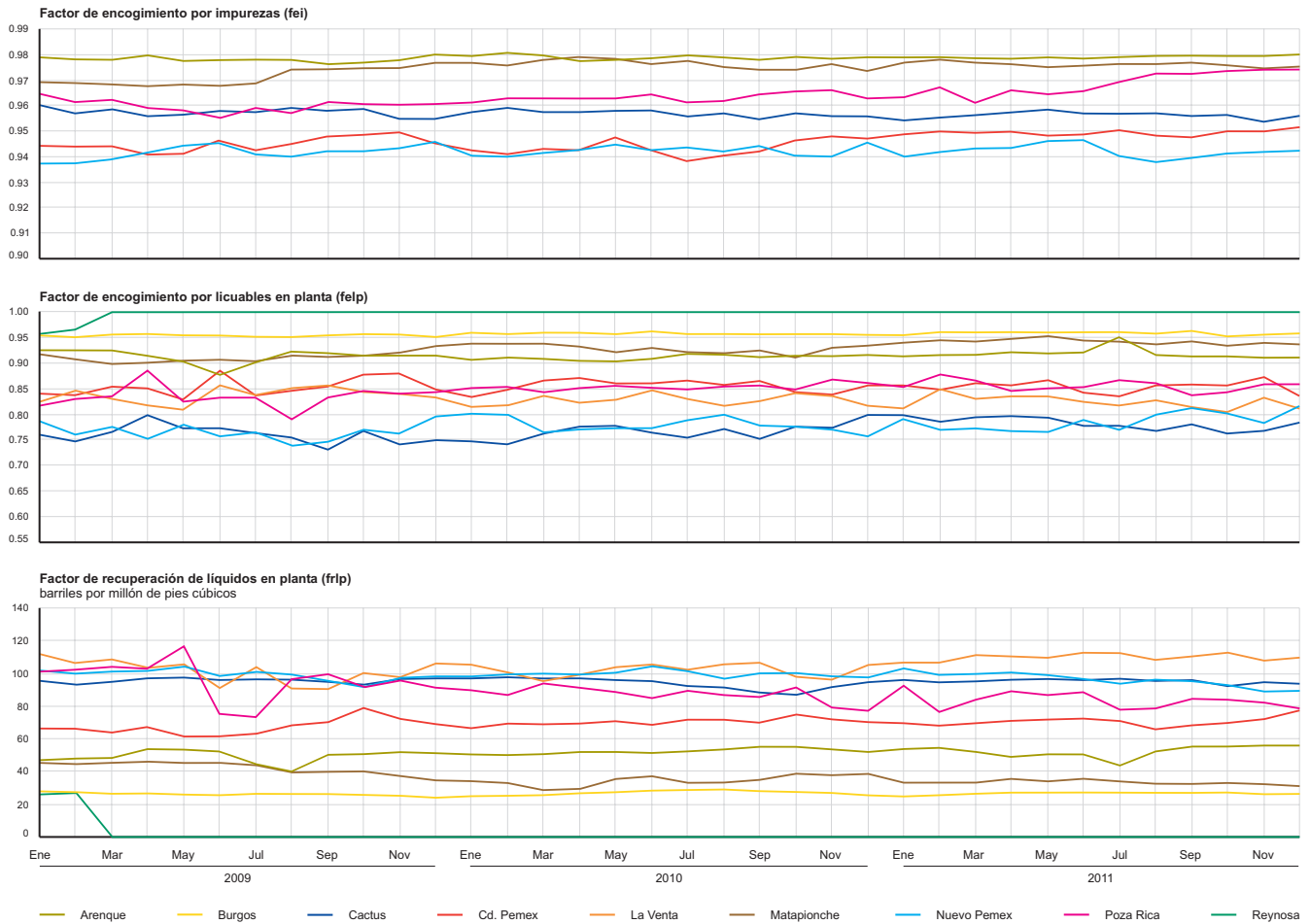


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

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*.

La figura 3.3 muestra la evolución de los factores antes mencionados, de forma mensual y para los últimos tres años, en cada uno de los complejos procesadores de gas. El factor de encogimiento por impurezas registrado en el CPG Poza Rica presenta un ligero incremento al alcanzar 97.5 por ciento a

mediados del año 2011, generado por una mejor eficiencia operativa. Sin embargo, los complejos Nuevo Pemex y Ciudad Pemex continúan trabajando por debajo del 95.0 por ciento de eficiencia, es decir, continúan procesando gas amargo con alto contenido de impurezas. El factor de encogimiento por licuables en planta no presenta variaciones importantes en los últimos años en los diferentes complejos procesadores. El CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento desde abril de 2009. El factor de recuperación de líquidos en planta se ha mantenido estable en los dos últimos años en casi todos los complejos procesadores de gas, excepto en la Venta, donde el factor se ha incrementado ligeramente a valores de más de 110 barriles por millón de pies cúbicos.

3.3 Reservas remanentes totales

Las reservas totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,837.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012, de los cuales el 31.5 por ciento corresponde a las reservas probadas, el 28.2 por ciento a las reservas probables y el 40.3 por ciento a las reservas posibles. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4.

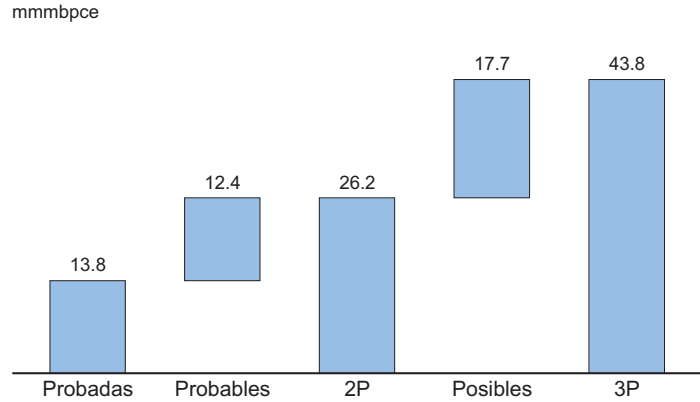


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

La distribución de las reservas totales por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.1. Al 1 de enero de 2012, el aceite crudo contribuye con 69.8 por ciento, el condensado con 0.8 por ciento, líquidos de planta 9.0 por ciento y el restante 20.3 por ciento para el gas

seco equivalente a líquido. Asimismo, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente por región indica que la Región Norte contribuye con 42.6 por ciento, la Región Marina Noreste con 28.6 por

Cuadro 3.1 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 entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2011	Total	30,559.8	294.1	3,573.3	8,646.5	43,073.6	61,274.9	54,370.8	44,969.6
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	Total	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	43,837.3	61,640.9	55,637.1	46,308.5
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4

ciento, la Región Sur 12.7 por ciento y la Región Marina Suroeste con 16.1 por ciento. En lo que respecta a las reservas totales de aceite crudo y gas natural, se tienen 30,612.5 millones de barriles y 61,640.9 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Las reservas de gas entregado en planta son 55, 637.1 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco alcanzan 46,305.5 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 3.1 se muestra esta información y su evolución histórica.

En el cuadro 3.2 presenta la clasificación y evolución de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad. El aceite pesado contribuye con 52.4 por ciento, el aceite ligero con 35.3 por ciento y el aceite superligero con 12.4 por ciento. La mayor cantidad

de reservas totales de aceite pesado, 71.7 por ciento del total nacional, se encuentra en la Región Marina Noreste, mientras que la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.3 por ciento. Las regiones Marina Suroeste y Sur concentran las reservas de aceite superligero con el 66.2 por ciento del total nacional.

Las reservas totales de gas natural clasificadas por su asociación con el aceite del yacimiento, se muestran en la cuadro 3.2. Las reservas totales de gas asociado 1 de enero de 2012 que provienen de yacimientos de aceite son 43,710.4 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 70.9 por ciento del total, mientras que las reservas totales de gas no asociado de 17,930.5 miles de millones de pies cúbicos, son

Cuadro 3.2 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
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2011	Total	15,781.0	10,534.2	4,244.5	43,294.9	8,924.5	4,735.2	4,320.3	17,980.0
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0	4,699.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4	2,933.1	7,266.6	1,687.6	1,360.8	10,315.0
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7	28,962.7	180.9	2,973.2	2,515.2	5,669.3
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4	6,699.8	1,477.0	74.4	386.6	1,937.9
2012	Total	16,026.8	10,797.8	3,787.9	43,710.4	8,465.5	5,035.7	4,429.2	17,930.5
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	6,802.4	2,462.4	1,756.1	11,020.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	139.4	2,518.4	2,271.9	4,929.7
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,523.6	54.9	343.6	1,922.1

* G y C: yacimientos de gas y condensado

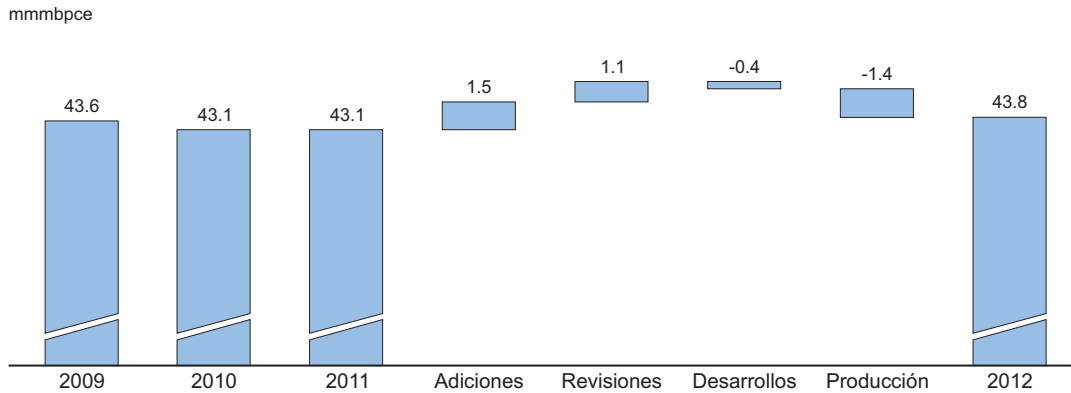


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

el 29.1 por ciento restante. La mayor concentración de reservas totales de gas asociado se ubica en los yacimientos de los campos de la Región Norte con el 66.4 por ciento del total, las reservas totales de gas no asociado en mayor proporción se encuentran en la Región Marina Suroeste al alcanzar el 61.5 por ciento del total, ubicadas principalmente en yacimientos de gas y condensado.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5. Asimismo, los principales elementos que generan variaciones en el valor de las reservas al 1 de enero de 2012. En este año, las reservas totales de petróleo crudo equivalente se incrementaron en 763.7 millones de barriles con respecto al año anterior, producto de las adiciones en las actividades de exploración que incorporaron 1,463.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las revisiones que incrementaron 1,063.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A pesar de los ligeros decrementos en las actividades de desarrollo de 404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y la producción de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante se alcanzó una tasa de restitución integrada 3P de 156.3 por ciento. Es importante mencionar que la incorporación por yacimientos nuevos alcanzó un valor de reservas totales de 1,461.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente restituyendo más del 100 por ciento la producción de 2011.

De la misma manera, la relación reserva-producción, que resulta de dividir la reserva al 1 de enero de 2012 entre la producción del año 2011, aumentó con respecto al año pasado al alcanzar un valor de 32.3 años, considerando las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas más probables (2P) la relación es 19.3 años y para las reservas probadas de 10.2 años. Este indicador supone una producción constante, es decir, sin declinación, con precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte constantes y sin incorporación de reservas por exploración y desarrollo en el futuro.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012, se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos, alcanzando 13,810.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta 44.5 por ciento, la Región Sur con 28.8 por ciento, la Región Marina Suroeste con 15.3 por ciento y finalmente la Región Norte con el restante 11.4 por ciento. Del total de reservas probadas por tipo de fluido, el aceite crudo contribuye con 72.6 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 17.7 por ciento, los líquidos de planta con 8.0 por ciento y los condensados con el restante 1.7 por ciento.

Cuadro 3.3 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 entregado en planta mmpc	Gas seco mmpc
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
2011	Total	10,161.0	198.1	1,034.6	2,402.3	13,796.0	17,316.3	15,388.8	12,494.2
	Marina Noreste	5,682.2	85.3	172.2	343.6	6,283.4	3,083.2	2,271.0	1,787.2
	Marina Suroeste	1,255.8	22.2	251.5	546.8	2,076.3	4,063.6	3,557.0	2,843.9
	Norte	658.4	11.1	89.8	676.4	1,435.8	3,941.0	3,700.5	3,518.1
	Sur	2,564.6	79.5	521.1	835.4	4,000.5	6,228.6	5,860.3	4,344.9
2012	Total	10,025.2	238.7	1,098.1	2,448.3	13,810.3	17,224.4	15,617.2	12,733.5
	Marina Noreste	5,528.0	93.2	173.6	344.6	6,139.4	2,848.7	2,280.2	1,792.0
	Marina Suroeste	1,266.9	21.4	264.4	562.8	2,115.5	4,080.1	3,653.9	2,927.1
	Norte	813.1	9.7	106.3	646.1	1,575.2	3,858.3	3,557.0	3,360.3
	Sur	2,417.2	114.4	553.8	894.9	3,980.2	6,437.2	6,126.0	4,654.1

En relación a las reservas probadas de aceite crudo del país, se tienen 10,025.2 millones de barriles al 1 de enero de 2012, mientras que las reservas probadas de gas natural presentan 17,224.4 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 15,617.2 miles de millones de pies cúbicos y 12,733.5 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, y se ubican principalmente en la Región Sur. La evolución de estas reservas por fluido y región se muestran en el cuadro 3.3.

Las reservas probadas de aceite crudo clasificadas de acuerdo a su densidad como aceite pesado, ligero y superligero, así como las reservas de gas natural clasificadas de acuerdo con su asociación con el aceite como gas asociado y no asociado, se muestran en el cuadro 3.4. Las reservas probadas de aceite pesado

son las de mayor concentración en el aceite crudo al contribuir con 61.0 por ciento y se ubican principalmente en la Región Marina Noreste, el aceite ligero aporta 27.9 por ciento y se concentra en la Región Sur y el aceite superligero aporta 11.1 por ciento del total nacional de aceite crudo y las regiones Sur y Marina Suroeste contienen la mayor cantidad. La Región Marina Noreste representa 89.5 por ciento del total de reservas de aceite pesado del país, mientras que 57.4 por ciento del aceite ligero se localiza en la Región Sur. Finalmente, las regiones Sur y Marina Suroeste concentran la mayoría de las reservas de aceite superligero con 98.4 por ciento.

Asimismo, las reservas probadas de gas natural clasificadas como gas asociado y no asociado por su asociación con el aceite, se muestran en el cuadro 3.4.

Cuadro 3.4 Clasificación de las reservas probadas, o 1P, 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		
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
2011	Total	6,150.5	2,938.3	1,072.2	10,806.6	2,920.1	1,700.3	1,889.2	6,509.6
	Marina Noreste	5,636.9	45.3	0.0	3,068.7	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	818.1	326.3	1,483.3	1,990.7	452.0	137.5	2,580.2
	Norte	314.0	331.1	13.4	1,093.9	113.4	1,188.9	1,544.8	2,847.1
	Sur	88.3	1,743.8	732.5	5,160.7	815.9	59.4	192.5	1,067.9
2012	Total	6,118.1	2,792.4	1,114.7	10,901.6	3,047.1	1,652.9	1,622.8	6,322.8
	Marina Noreste	5,472.7	55.3	0.0	2,834.5	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	780.6	385.1	1,575.1	1,977.6	451.1	76.4	2,505.1
	Norte	440.7	354.2	18.2	1,247.3	69.7	1,159.6	1,381.6	2,611.0
	Sur	103.5	1,602.3	711.4	5,244.7	999.8	42.2	150.5	1,192.6

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Las reservas probadas de gas asociado representan 63.3 por ciento del total, en tanto que las reservas probadas de gas no asociado alcanzan 36.7 por ciento. La Región Sur es la de mayor aportación en

las reservas probadas de gas asociado con 48.1 por ciento. De igual manera, las regiones con mayor concentración de reservas probadas de gas no asociado son la Sur y Marina Suroeste con 80.9 por ciento. En

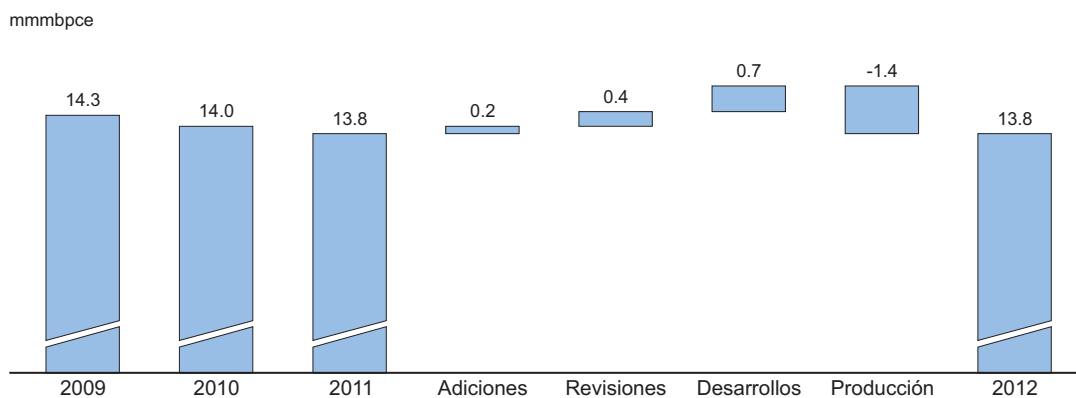


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

la Región Sur, estas reservas se ubican principalmente en yacimientos de gas húmedo y seco, mientras que en la Región Marina Suroeste en yacimientos de gas y condensado.

El comportamiento de las reservas probadas de petroero crudo equivalente en los últimos tres años y los elementos que componen la diferencia entre el año de evaluación y el año inmediato anterior se muestran en la figura 3.6. En el último año, se observa que la producción de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de ha sido restituida en su totalidad por las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión de campos que aportaron 1,372.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, se alcanzó una de restitución del 101.1 por ciento. Con respecto al año pasado, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente incrementaron 14.3 millones de barriles.

Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se clasifican en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. De esta forma, al 1 de enero de 2012 las reservas desarrolladas aportan 66.2 por ciento del

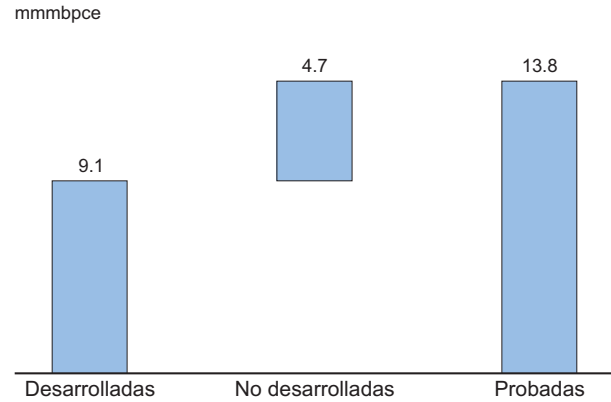


Figura 3.7 Clasificación de las reservas restantes probadas de petróleo crudo equivalente.

total nacional, y las no desarrolladas 33.8 por ciento, como se presenta en la figura 3.7.

En el ámbito internacional, y en referencia a las reservas probadas de aceite, condensado y líquidos de planta, México continúa ocupando el décimo séptimo lugar entre los países productores. Tratándose de las reservas probadas de gas seco, nuestro país se ubica en la posición número 35. El cuadro 3.5 muestra las reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Cuadro 3.5 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	264,520	1	Rusia	1,680,000
2	Venezuela	211,170	2	Irán	1,168,000
3	Canadá	173,625	3	Qatar	890,000
4	Irán	151,170	4	Arabia Saudita	283,000
5	Irak	143,100	5	Estados Unidos de América	272,509
6	Kuwait	101,500	6	Turkmenistán	265,000
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Emiratos Arabes Unidos	215,035
8	Rusia	60,000	8	Venezuela	195,100
9	Libia	47,100	9	Nigeria	180,458
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Indonesia	141,060
12	Qatar	25,380	12	Irak	111,520
13	Estados Unidos de América	20,682	13	China	107,000
14	China	20,350	14	Kazajstán	85,000
15	Brasil	13,987	15	Malasia	83,000
16	Argelia	12,200	16	Egipto	77,200
17	México	11,362	35	México	12,734

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 5, 2011

a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

La reserva probada desarrollada al 1 de enero de 2012 asciende a 9,148.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En particular, la Región Marina Noreste contribuye con el mayor volumen de esta reserva con 52.8 por ciento, seguida de la Región Sur con 28.6 por ciento y de las regiones Marina Suroeste y Norte, que en conjunto suman 18.7 por ciento. Lo anterior se muestra en el cuadro 3.6.

En base al tipo de fluido, la reserva probada desarrollada de aceite comprende 74.2 por ciento, el gas seco equivalente a líquido 16.7 por ciento, en tanto que a los líquidos de planta y los condensados les corresponde 7.4 y 1.6 por ciento, respectivamente. Con referencia al año anterior, la reserva probada

desarrollada de petróleo crudo equivalente exhibe un decremento de 1.8 por ciento. Dicha reducción se atribuye al hecho de que las actividades exploratorias, de delimitación, desarrollos y revisiones, adicionaron 1,185.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con lo cual se restituyó 87.3 por ciento de la producción anual, la cual fue de 1,357.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Respecto a la reserva probada desarrollada de aceite al 1 de enero de 2012, a nivel nacional su volumen asciende a 6,787.4 millones de barriles. Específicamente, las regiones Marina Noreste y Sur contienen los mayores porcentajes del país al registrar 63.4 y 23.0 por ciento del total, respectivamente. Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2012 suman 10,771.8 miles de millones

Cuadro 3.6 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 entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2011	Total	7,016.9	131.5	644.6	1,526.9	9,319.8	11,007.5	9,742.8	7,941.1
	Marina Noreste	4,281.5	64.0	146.2	289.2	4,780.8	2,541.7	1,914.8	1,504.3
	Marina Suroeste	604.8	10.0	90.7	169.5	875.0	1,362.4	1,140.0	881.7
	Norte	318.1	8.1	47.1	483.0	856.3	2,765.1	2,601.7	2,511.9
	Sur	1,812.5	49.4	360.7	585.1	2,807.7	4,338.4	4,086.3	3,043.1
2012	Total	6,787.4	149.9	680.8	1,530.0	9,148.0	10,771.8	9,754.7	7,957.3
	Marina Noreste	4,302.9	79.6	149.7	294.7	4,826.9	2,390.4	1,953.8	1,532.9
	Marina Suroeste	621.1	9.8	100.7	189.6	921.1	1,471.3	1,266.5	985.8
	Norte	305.3	7.4	49.6	425.9	788.2	2,474.6	2,301.0	2,215.1
	Sur	1,558.1	53.2	380.8	619.8	2,611.8	4,435.4	4,233.3	3,223.5

de pies cúbicos. De este volumen, a la Región Sur le corresponde 41.2 por ciento, a la Región Norte 23.0 por ciento, en tanto que a las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste 35.9 por ciento. Asimismo, la reserva de gas entregado en planta alcanzó 9,754.7 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco sumó 7,957.3 miles de millones de pies cúbicos, como se indica en el cuadro 3.6.

A nivel nacional, y según la conformación de la reserva probada desarrollada de aceite, 66.2 por ciento de la misma es de aceite pesado, 24.9 por ciento de aceite ligero, en tanto que la reserva de aceite superligero le corresponde 8.9 por ciento. En un contexto regional, 95.2 por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado corresponde a la Región

Marina Noreste, en tanto la Región Sur posee 59.4 por ciento de la reserva de aceite ligero en la misma categoría y 85.2 por ciento de aceite superligero. De acuerdo a lo anterior, el cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de aceite, en base a su densidad.

Por otra parte, el cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de gas natural de acuerdo a su asociación con el aceite del yacimiento. De esta forma, al 1 de enero de 2012 la reserva probada desarrollada de gas asociado comprende 73.2 por ciento del total, mientras que a la reserva probada desarrollada de gas no asociado le corresponde 26.8 por ciento. En particular, el mayor volumen de reserva probada desarrollada de gas asociado se localiza en

Cuadro 3.7 Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	G y C*	Gas húmedo	Gas seco	mmmpc
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
2011	Total	4,476.3	1,917.7	622.9	7,408.1	1,220.3	936.7	1,442.4	3,599.4
	Marina Noreste	4,265.2	16.3	0.0	2,541.7	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.1	77.7	1,021.3	341.1	0.0	0.0	341.1
	Norte	169.8	143.3	5.1	502.3	107.7	880.7	1,274.3	2,262.7
	Sur	41.3	1,231.0	540.1	3,342.8	771.5	56.0	168.1	995.6
2012	Total	4,493.1	1,688.9	605.4	7,251.6	1,433.8	888.2	1,198.2	3,520.2
	Marina Noreste	4,278.0	25.0	0.0	2,390.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	536.3	84.8	1,035.5	435.8	0.0	0.0	435.8
	Norte	175.7	124.5	5.0	507.6	49.0	846.0	1,072.0	1,967.1
	Sur	39.4	1,003.1	515.5	3,318.1	948.9	42.2	126.2	1,117.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

las regiones Norte y Sur, las cuales registran 33.0 y 34.1 por ciento, respectivamente.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Al 1 de enero de 2012, la reserva probada no desarrollada de petróleo crudo equivalente asciende a 4,662.3 millones de barriles. La Región Sur aporta 29.3 por ciento del total, en tanto la Región Marina Noreste contribuye con 28.2 por ciento, ubicándose enseguida la Región Marina Suroeste con 25.6 por ciento, mientras que la Región Norte aporta 16.9 por ciento. El cuadro 3.8 presenta la distribución anterior.

De acuerdo al tipo de fluido, la reserva probada no desarrollada de aceite comprende 69.4 por ciento del

total nacional, la de gas seco equivalente a líquido 19.7 por ciento, mientras que la de líquidos de planta engloba 9.0 por ciento y la de condensado complementa el total con 1.9 por ciento. Asimismo, con respecto al año anterior, la reserva probada no desarrollada de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012 exhibe un incremento de 4.0 por ciento.

La reserva probada no desarrollada de aceite del país, al 1 de enero de 2012, asciende a 3,237.8 millones de barriles. Las regiones Marina Noreste y Marina Suroeste aportan 57.8 por ciento del total, mientras que las regiones Norte y Sur contribuyen con 42.2 por ciento. En cuanto al gas natural, la reserva probada no desarrollada al 1 de enero de 2012 asciende a 6,452.6 miles de millones de pies cúbicos, como se ilustra en el cuadro 3.8. Específicamente, a la Región Marina

Cuadro 3.8 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 entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2011	Total	3,144.1	66.6	390.0	875.4	4,476.2	6,308.7	5,646.0	4,553.1
	Marina Noreste	1,400.7	21.4	26.1	54.4	1,502.6	541.5	356.2	282.9
	Marina Suroeste	651.0	12.2	160.8	377.3	1,201.4	2,701.2	2,417.0	1,962.2
	Norte	340.3	3.0	42.7	193.5	579.5	1,175.9	1,098.8	1,006.2
	Sur	752.1	30.0	160.4	250.3	1,192.8	1,890.2	1,774.0	1,301.8
2012	Total	3,237.8	88.8	417.3	918.3	4,662.3	6,452.6	5,862.5	4,776.3
	Marina Noreste	1,225.1	13.7	23.9	49.8	1,312.5	458.3	326.4	259.1
	Marina Suroeste	645.8	11.6	163.7	373.2	1,194.4	2,608.8	2,387.4	1,941.2
	Norte	507.8	2.2	56.8	220.2	787.0	1,383.7	1,256.0	1,145.3
	Sur	859.1	61.2	173.0	275.1	1,368.4	2,001.8	1,892.7	1,430.6

Suroeste le corresponde el mayor volumen de la reserva total, es decir, 40.4 por ciento; esto se origina primordialmente por la incorporación y reclasificación de reservas. Asimismo, la reserva probada no desarrollada de gas entregado en planta es de 5,862.5 miles de millones de pies cúbicos, mientras que la reserva de gas seco en la misma categoría suma 4,776.3 miles de millones de pies cúbicos. A nivel regional, a la Región Marina Suroeste le corresponden los volúmenes más elevados de reservas para los dos casos anteriores.

En cuanto a la conformación de la reserva probada no desarrollada de aceite pesado, la Región Marina Noreste acumula 73.5 por ciento del total nacional, mientras que las regiones restantes contribuyen en conjunto con 26.5 por ciento. Para el caso de la reserva probada

no desarrollada de aceite ligero, la Región Sur registra el porcentaje más elevado, es decir, 54.3 por ciento. Por su parte, las regiones Norte y Marina Suroeste aportan conjuntamente 43.0 por ciento. Por último, en lo que concierne a la reserva probada no desarrollada de aceite superligero, la Región Marina Suroeste comprende 59.0 por ciento seguida de la Región Sur con 38.4 por ciento. En el cuadro 3.9 se muestra la clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo en base a su densidad.

Las reservas probadas no desarrolladas de gas natural clasificadas de acuerdo su asociación con el aceite, también se muestran en el cuadro anterior. Al 1 de enero de 2012, la reserva probada no desarrollada de gas asociado contribuye al total nacional con 56.6 por

Cuadro 3.9 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		
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
2011	Total	1,674.2	1,020.6	449.3	3,398.5	1,699.8	763.6	446.8	2,910.2
	Marina Noreste	1,371.6	29.1	0.0	527.1	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	111.5	291.0	248.6	462.1	1,649.6	452.0	137.5	2,239.1
	Norte	144.2	187.8	8.3	591.5	5.7	308.2	270.5	584.4
	Sur	46.9	512.8	192.4	1,817.9	44.5	3.4	24.4	72.3
2012	Total	1,625.0	1,103.5	509.3	3,650.0	1,613.3	764.7	424.6	2,802.6
	Marina Noreste	1,194.8	30.3	0.0	444.1	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	101.1	244.3	300.3	539.6	1,541.7	451.1	76.4	2,069.2
	Norte	265.0	229.6	13.1	739.8	20.7	313.6	309.6	643.9
	Sur	64.1	599.2	195.8	1,926.6	50.9	0.0	24.4	75.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

ciento, por lo que la reserva de gas no asociado registra 43.4 por ciento. En cuanto al gas natural asociado, la Región Sur aporta 52.8 por ciento, seguida de las regiones Norte y Marina Suroeste con 20.3 y 14.8 por ciento, respectivamente. Para el caso del gas natural no asociado, la Región Marina Suroeste presenta el mayor porcentaje, esto es, 73.8 por ciento. Esto se atribuye a sus yacimientos de gas y condensado. La segunda posición la ocupa la Región Norte con 23.0 por ciento, debido a los yacimientos de gas seco y húmedo localizados en la misma.

3.3.2. Reservas probables

Las reservas probables de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2012 ascienden a 12,352.7 millones

de barriles. En forma desagregada, para este año, el aceite contribuye con 69.2 por ciento del total, el gas seco equivalente a líquido con 20.7 por ciento, los líquidos de planta con 9.4 por ciento son y finalmente el condensado con el 0.7 por ciento restante. Asimismo, en términos de petróleo crudo equivalente, la Región Norte contiene la mayor cantidad con 49.9 por ciento, le sigue la Región Marina Noreste con 25.9 por ciento, la Región Sur con 8.1 por ciento y la Región Marina Suroeste con 16.0 por ciento. La evolución de las reservas probables distribuidas por región y tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.10.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probables de gas natural ascienden a 17,612.5 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas entregado en planta son 15,950.5 miles de millones de pies cúbicos,

Cuadro 3.10 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 entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2011	Total	10,736.4	58.0	1,238.9	2,979.8	15,013.1	20,905.4	18,627.2	15,497.7
	Marina Noreste	2,927.6	22.1	45.2	89.7	3,084.6	825.1	593.4	466.4
	Marina Suroeste	1,001.1	13.2	186.6	499.2	1,700.0	3,454.6	3,134.3	2,596.3
	Norte	6,020.2	5.9	872.8	2,161.3	9,060.2	14,972.1	13,310.0	11,240.9
	Sur	787.6	16.7	134.3	229.6	1,168.2	1,653.6	1,589.6	1,194.0
2012	Total	8,548.1	84.6	1,163.9	2,556.1	12,352.7	17,612.5	15,950.5	13,293.9
	Marina Noreste	2,999.7	35.4	56.6	111.8	3,203.6	942.7	740.9	581.6
	Marina Suroeste	1,202.4	18.3	209.9	545.7	1,976.4	3,765.4	3,421.4	2,838.4
	Norte	3,679.3	3.9	784.2	1,701.8	6,169.3	11,529.7	10,460.6	8,851.1
	Sur	666.7	26.9	113.2	196.7	1,003.4	1,374.6	1,327.6	1,022.8

con 65.6 por ciento de éstas en la Región Norte. Las reservas probables de gas seco suman 13,293.9 miles de millones de pies cúbicos, con la Región Norte concentrando 66.6 por ciento de las mismas. Las reservas probables de aceite son 8,548.1 millones de barriles, el comportamiento de estas reservas en los últimos tres años se presentan en el cuadro 3.10.

De acuerdo a la clasificación del aceite crudo al 1 de enero de 2012, las reservas de aceite pesado aportan 54.1 por ciento del total nacional, mientras que las reservas de aceite ligero 34.1 por ciento y las reservas de aceite superligero 11.9 por ciento. La Región Marina Noreste concentra 64.0 por ciento del aceite pesado, mientras que la Región Norte 67.8 del aceite ligero. En el caso del aceite superligero, las regiones Marina Su-

roeste, Norte y Sur contienen proporciones similares con 25.6, 39.5 y 34.9 por ciento, respectivamente. En el cuadro 3.11 se muestra la clasificación por densidad de las reservas probables de aceite crudo.

En lo que respecta a la clasificación de las reservas probables de gas natural, al 1 de enero de 2012, las reservas de gas asociado representan 76.0 por ciento del total nacional y las reservas de gas no asociado el 24.0 por ciento. El 78.1 por ciento de las reservas probables de gas asociado se ubica en la Región Norte, proveniente principalmente de yacimientos de aceite y gas disuelto. En relación a las reservas probables de gas no asociado, 64.8 por ciento se encuentra en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y condensado. Para el caso de la Región Norte,

Cuadro 3.11 Clasificación de las reservas probables de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero		Asociado	No asociado			Total
							G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc			
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	
2011	Total	5,237.9	3,890.2	1,608.4	16,366.2	2,186.9	1,370.7	981.6	4,539.2	
	Marina Noreste	2,898.3	29.4	0.0	823.7	0.0	0.0	1.4	1.4	
	Marina Suroeste	227.9	484.4	288.8	753.3	1,679.9	656.6	364.8	2,701.2	
	Norte	2,014.9	3,109.2	896.1	13,720.4	61.5	702.5	487.7	1,251.7	
	Sur	96.8	267.2	423.5	1,068.7	445.5	11.7	127.7	584.9	
2012	Total	4,621.3	2,912.0	1,014.9	13,377.5	2,085.8	1,233.7	915.5	4,235.0	
	Marina Noreste	2,956.0	43.7	0.0	941.1	0.0	0.0	1.6	1.6	
	Marina Suroeste	291.7	650.7	260.0	1,019.6	1,735.5	641.6	368.7	2,745.8	
	Norte	1,304.1	1,974.1	401.1	10,442.8	63.8	582.7	440.4	1,087.0	
	Sur	69.4	243.5	353.8	974.0	286.5	9.3	104.8	400.6	

* G y C: yacimientos de gas y condensado

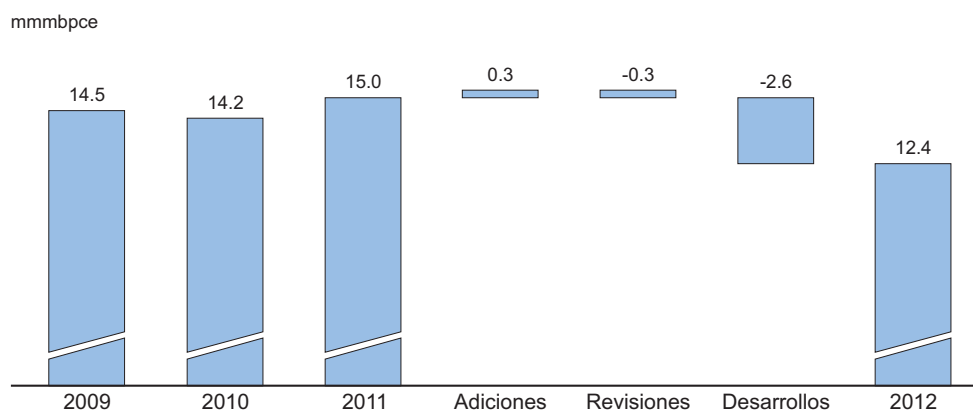


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

que aporta el 25.7 de las reservas de gas no asociado, éstas se concentran en yacimientos de gas seco y húmedo. La clasificación de las reservas probables de gas natural se muestra en el mismo cuadro 3.11.

El comportamiento de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país y su comportamiento histórico en los últimos tres años se muestran en la figura 3.8. Al 1 de enero de 2012, las reservas

Cuadro 3.12 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 entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2011	Total	9,662.4	38.0	1,299.7	3,264.4	14,264.5	23,053.3	20,354.8	16,977.8
	Marina Noreste	2,560.5	18.9	42.3	91.7	2,713.3	848.8	595.6	476.9
	Marina Suroeste	1,457.6	8.2	312.1	829.5	2,607.4	5,729.9	5,223.1	4,314.2
	Norte	5,237.4	8.0	892.3	2,249.9	8,387.6	15,718.9	13,896.8	11,701.5
	Sur	406.9	2.9	53.1	93.3	556.2	755.6	639.3	485.2
2012	Total	12,039.3	44.5	1,691.1	3,899.5	17,674.3	26,804.0	24,069.5	20,281.1
	Marina Noreste	3,067.6	14.6	31.3	69.8	3,183.3	647.2	451.0	362.8
	Marina Suroeste	1,557.1	21.2	334.0	1,050.2	2,962.5	6,769.7	6,399.8	5,461.9
	Norte	7,006.7	4.2	1,264.9	2,668.7	10,944.5	18,570.0	16,479.9	13,879.9
	Sur	407.9	4.4	60.9	110.8	584.1	817.1	738.8	576.5

probables de petróleo crudo equivalente registraron un decremento de 2,660.4 millones de barriles, es decir, 17.7 por ciento, con relación al año anterior. El decremento es ocasionado por las revisiones de los campos ya existentes con 297.3 millones de barriles y por las actividades de desarrollo con 2,645.3 millones de barriles, sin embargo, se tuvieron incrementos por las actividades de exploración y delimitación por 282.2 millones de barriles.

3.3.3. Reservas posibles

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan 17,674.3 millones de barriles. Su distribución regional y por

tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.12. La Región Norte concentra el 61.9 por ciento de estas reservas, la Región Marina Noreste el 18.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 16.8 por ciento y la Región Sur el 3.3 por ciento restante. En función del tipo de fluido, el aceite crudo contribuye con 68.1 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 22.1 por ciento, los líquidos de planta con 9.6 por ciento y el condensado 0.3 por ciento.

Las reservas posibles de gas natural, al 1 de enero de 2012, alcanzan 26,804.0 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas de gas entregado en planta suman 24,069.5 miles de millones de pies cúbicos, localizándose principalmente en la Región Norte con 68.5 por ciento. Las reservas posibles de gas seco

Cuadro 3.13 Clasificación de las reservas posibles 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		
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
2011	Total	4,392.6	3,705.8	1,564.0	16,122.1	3,817.5	1,664.2	1,449.4	6,931.2
	Marina Noreste	2,560.5	0.0	0.0	806.9	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	362.3	468.0	627.4	696.4	3,596.0	579.0	858.5	5,033.5
	Norte	1,335.1	3,125.0	777.3	14,148.4	6.0	1,081.8	482.7	1,570.5
	Sur	134.8	112.8	159.3	470.4	215.5	3.4	66.3	285.2
2012	Total	5,287.5	5,093.5	1,658.3	19,431.3	3,332.6	2,149.2	1,891.0	7,372.7
	Marina Noreste	3,067.6	0.0	0.0	605.2	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	343.1	592.2	621.7	999.6	3,089.4	1,369.7	1,311.0	5,770.0
	Norte	1,745.9	4,401.2	859.5	17,338.3	5.9	776.1	449.8	1,231.8
	Sur	130.9	100.0	177.1	488.2	237.3	3.4	88.2	328.9

* G y C: yacimientos de gas y condensado

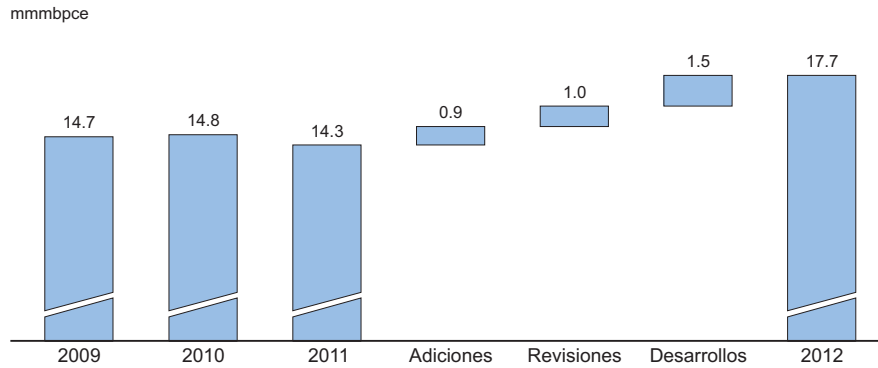


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

resultan en 20,281.1 miles de millones de pies cúbicos, siendo nuevamente la Región Norte la de mayor contribución al alcanzar el 68.4 por ciento del total, como se observa en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en 12,039.3 millones de barriles al 1 de enero de 2012, de acuerdo a su clasificación, el aceite pesado contribuye con 43.9 por ciento, el aceite ligero con 42.3 por ciento y 13.8 por ciento restante se asocia a aceite superligero, como se muestra en el cuadro 3.13. Con respecto a las reservas posibles de aceite pesado, la Región Marina Noreste concentra el 58.0 por ciento, por otro lado, la Región Norte contiene la mayor cantidad reservas posibles de aceite ligero con 86.4 por ciento, en cambio las reservas posibles de aceite superligero están distribuidas en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste, donde la primera contiene más del 50 por ciento.

La clasificación de las reservas posibles de gas natural por su asociación con el aceite crudo se presenta en el cuadro 3.13. Así, al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de gas asociado constituyen 72.5 por ciento

del total y las reservas posibles de gas no asociado el 27.5 por ciento restante. La distribución regional de las reservas posibles de gas asociado muestra que la Región Norte aporta 89.2 por ciento del total, y para el caso de las reservas posibles de gas no asociado la Región Marina Suroeste ubica 78.3 por ciento. Los yacimientos de gas y condensado son los que contienen la mayor concentración de estas reservas de gas no asociado.

Al 1 de enero de 2012, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente muestran un incremento de 3,409.8 millones de barriles con respecto al año anterior, es decir, 23.9 por ciento. Los resultados exitosos en las actividades de exploración y delimitación permitieron adicionar 938.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de igual manera, en las actividades de desarrollo y revisión se tienen incrementos de reservas por 2,471.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La evolución de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país durante los tres últimos años y los rubros que generan la variación de éstas en el año 2011 se presentan en la figura 3.9.