

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013

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 2013. 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

2012, 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.

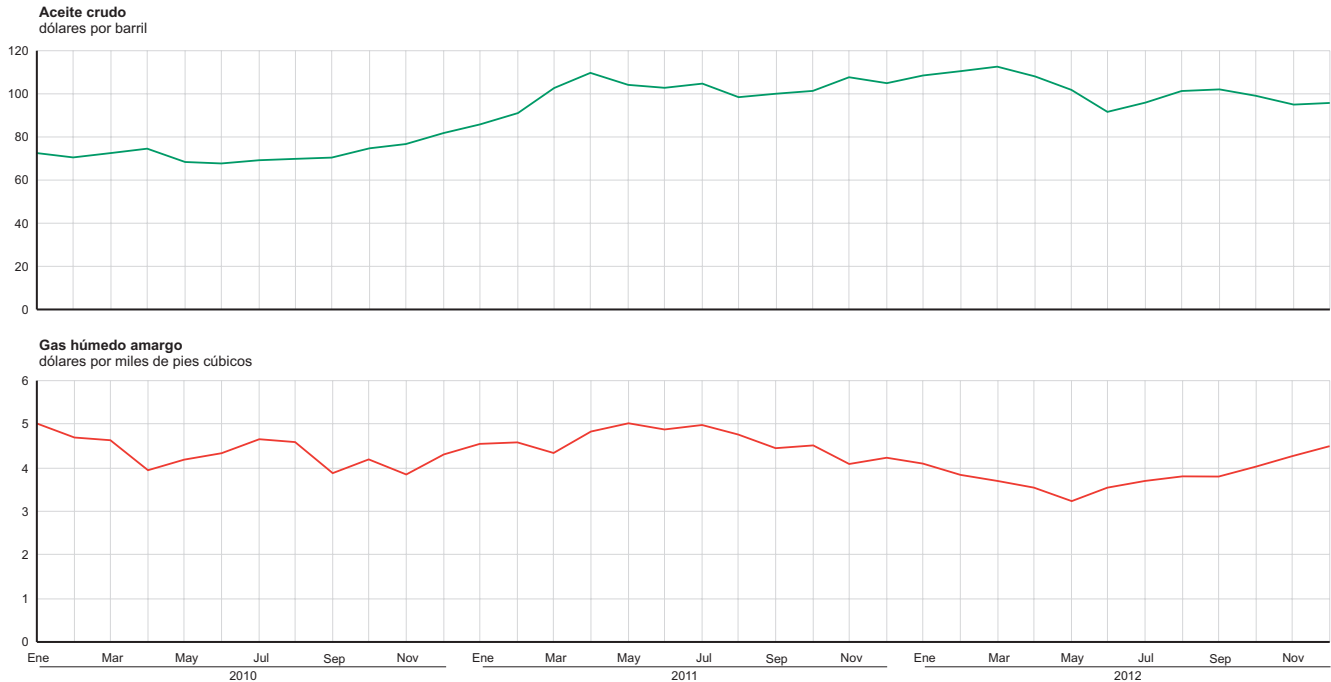


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

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 el 2012 el precio inició con un valor de aproximadamente 108.5 dólares por barril, posteriormente descendió hasta alcanzar un valor de 91.3 dólares por barril en junio del año 2012, para luego mantenerse con un promedio de 98 dólares por barril en los siguientes 6 meses del año. Con lo que respecta al comportamiento del gas húmedo amargo podemos observar que se mantiene un promedio de 3.8 dólares por cada mil pies cúbicos y con 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

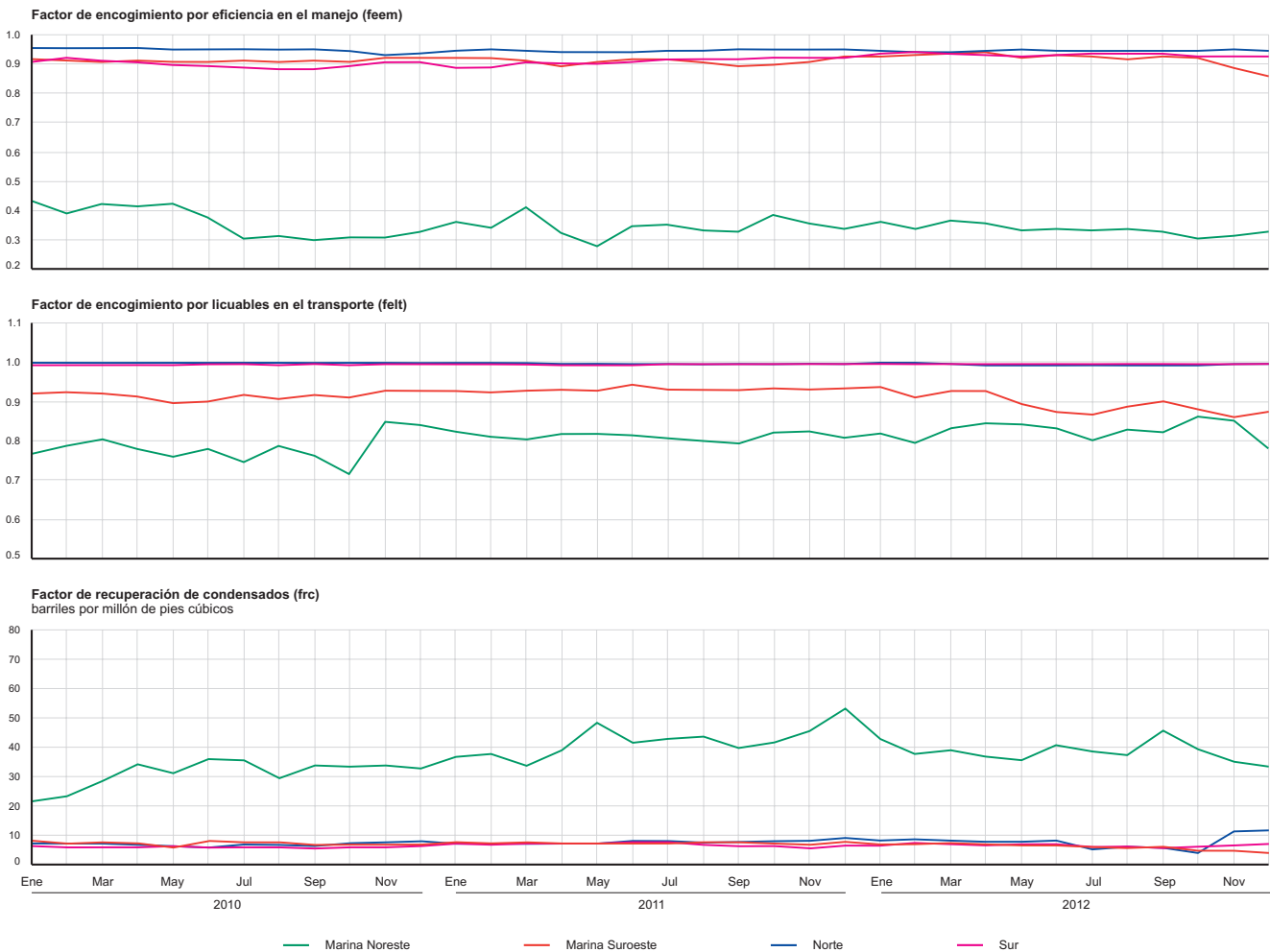


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

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, Norte y Sur. 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 0.28 y 0.43 puntos durante todo el periodo, ocasionados por la inyección de gas al yacimiento.

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, en la Región Marina Noreste muestra en

su evolución una estabilización desde finales del año 2010 y hasta el año 2012 ocasionado por la eficiencia operativa en las instalaciones de distribución. Para la Región Marina Suroeste se tiene un ligero decremento en el año 2012 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 tres últimos años en las regiones Sur y Marina Suroeste. En la Región Norte se tienen pequeñas variaciones en los años 2010 y 2011, no obstante a finales del año 2012 se tiene un incremento de hasta 11 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas ocasionado por la optimización de la recuperación de condensados en el campo Nejo. En la caso de la Región Marina Noreste, el factor de recuperación de condensados desde el año 2011 muestra una tendencia creciente teniendo en el año 2012 un promedio de 45.8 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas debido a 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

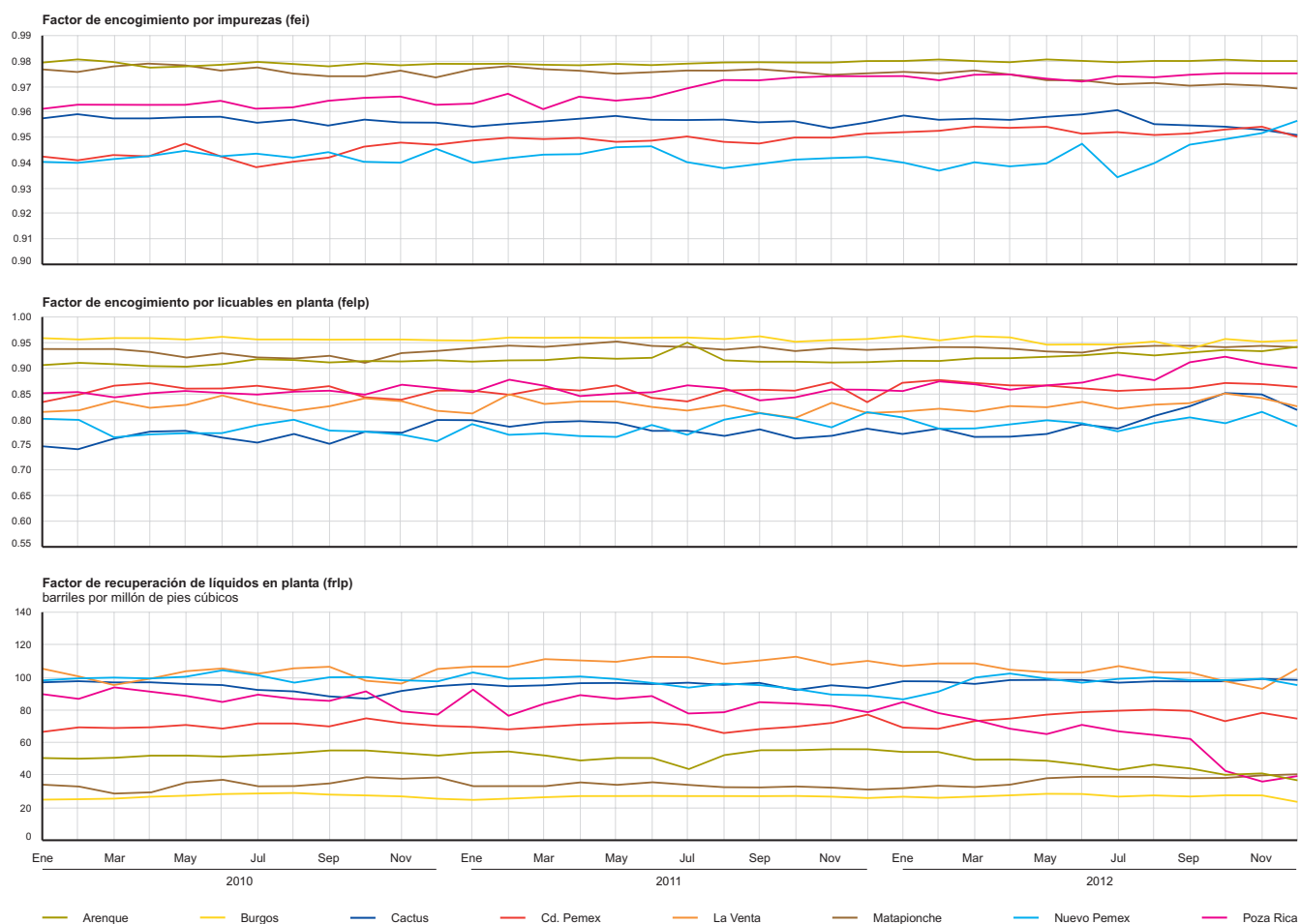


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

planta y el gas seco, también conocidos como hidrocarburos licuados y gas residual. Las reducciones del gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fe*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *fel*, 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, *frl*.

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 ha tenido pequeñas variaciones teniendo un promedio 97.6 por ciento durante el año 2012, generado por una mejor eficiencia operativa. Los complejos Nuevo Pemex y Ciudad Pemex han tenido un ligero incremento trabajando por arriba del 95 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 tres últimos años en casi todos los complejos procesadores de

gas, excepto en el de Poza Rica, en donde el factor se decremento a 39.5 barriles por millón de pies cúbicos, debido a la mezcla de corrientes del gas proveniente de los campos del Activo de Producción Poza Rica-Altamira con el gas producido en los campos del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

3.3 Reservas remanentes totales

Al 1 de enero de 2013 las reservas totales o 3P del país, alcanzaron un valor de 44,530.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra superior en 692.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al valor reportado al 1 de enero de 2012. Del total de reservas 3P, el 31.1 corresponde a reservas

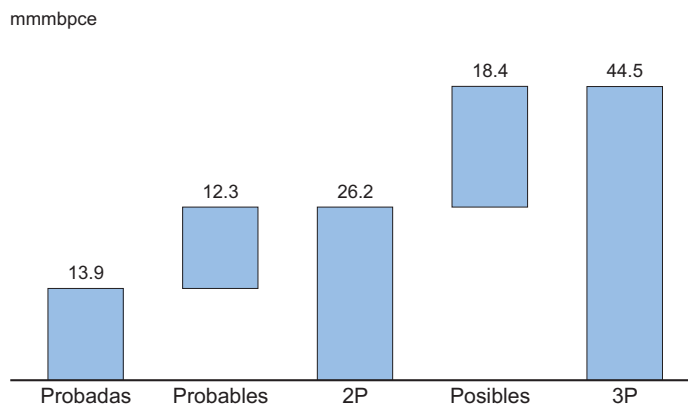


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

probadas, 27.7 por ciento a reservas probables y 41.2 por ciento a reservas posibles. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4.

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
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
2013	Total	30,816.5	328.1	4,010.4	9,375.0	44,530.0	63,229.4	58,089.2	48,758.9
	Marina Noreste	11,540.5	132.6	270.8	546.6	12,490.5	4,436.2	3,527.0	2,843.0
	Marina Suroeste	4,036.0	55.9	1,054.6	2,191.2	7,337.8	16,001.9	14,095.9	11,396.3
	Norte	11,753.9	21.4	1,892.5	5,346.0	19,013.7	33,748.4	31,705.4	27,804.1
	Sur	3,486.1	118.3	792.5	1,291.2	5,688.1	9,042.9	8,760.9	6,715.5

La distribución de las reservas totales por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.1. Al 1 de enero de 2013, el aceite crudo contribuye con 69.2 por ciento, el condensado con 0.7 por ciento, líquidos de planta 9.0 por ciento y el restante 21.1 por ciento para el gas seco equivalente a líquido.

A nivel regional, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente, indica que la Región Norte contribuye con el mayor porcentaje alcanzando 42.7 por ciento, la Región Marina Noreste 28.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 16.5 por ciento y finalmente la Región Sur 12.8.

Refiriéndonos a las reservas totales de aceite crudo y gas natural, se alcanzaron valores por 30,816.5 millo-

nes de barriles y 63,229.4 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Cifras que superaron en 204.0 millones de barriles de aceite y 1,588.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural a las reportadas el año anterior. Las reservas de gas entregado en planta son 58,089.2 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco alcanzan 48,758.9 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 3.1 se muestra esta información y su evolución histórica.

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 52.2 por ciento, el aceite ligero con 35.3 por ciento y el aceite superligero con 12.5 por ciento. El mayor porcentaje de reservas totales de aceite pesado se ubican en

Cuadro 3.2 Clasificación de las reservas totales, o 3P, 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		
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
2013	Total	16,093.8	10,888.2	3,834.5	44,402.5	8,033.0	6,787.0	4,006.8	18,826.9
	Marina Noreste	11,370.7	169.9	0.0	4,378.5	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	758.7	2,047.6	1,229.7	3,833.1	6,283.4	4,255.4	1,630.0	12,168.8
	Norte	3,671.0	6,790.9	1,291.9	29,102.9	141.6	2,484.9	2,018.9	4,645.5
	Sur	293.4	1,879.9	1,312.8	7,088.1	1,608.0	46.7	300.1	1,954.8

* G y C: yacimientos de gas y condensado

campos de la Región Marina Noreste con el 70.7 por ciento. Asimismo, la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.4 por ciento, mientras que para el caso del aceite superligero, los mayores volúmenes se localizan en las regiones Sur, Norte y Marina Suroeste con 34.2, 33.7 y 32.1 por ciento, respectivamente.

También en el cuadro 3.2 se muestra la evolución las reservas de gas natural, desglosadas en gas asociado y en gas no asociado. Las reservas totales de gas natural asociadas a yacimientos de aceite alcanzaron un valor de 44,402.5 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 70.2 por ciento del total, mientras que los volúmenes de reservas totales de gas no asociado alcanzaron 18,826.9 miles de millones de pies cúbicos, valor que equivale a 29.8 por ciento. Los mayores volúmenes de reservas totales de gas asociado se ubican en los yacimientos de los campos de la Región Norte con 29,102.9 miles de millones de pies cúbicos o 65.5 por ciento del total, en cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la Región Marina Suroeste con 12, 168.8 miles de millones de pies cúbicos o 64.6 por ciento.

La evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5, donde además se observan los principales elementos que generan las variaciones de las reservas al 1 de enero de 2013. En este año,

las reservas totales de petróleo crudo equivalente se incrementaron en 692.7 millones de barriles con respecto al año anterior, producto de las adiciones en las actividades de exploración que incorporaron 1,731.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y de las revisiones por comportamiento de la presión-producción o actualización del modelos sísmico-geológico que incrementaron 510.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; valores que mitigaron las reducciones originadas por desarrollo de campos por 195.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y de la producción de 1,353.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Es importante mencionar que la incorporación exploratoria alcanzó una tasa de restitución 3P del 127.9 por ciento.

La relación reserva-producción, que resulta de dividir las reservas al 1 de enero de 2013 entre la producción del año 2012, aumentó con respecto al año pasado al alcanzar un valor de 32.9 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. Es importante mencionar que la obtención de este indicador supone una producción constante, es decir, sin declinación; precios de hidrocarburos y costos de operación, mantenimiento y transporte constantes y que no habrá incorporación de reservas por exploración, ni variaciones de las mismas por desarrollo de campos futuro.

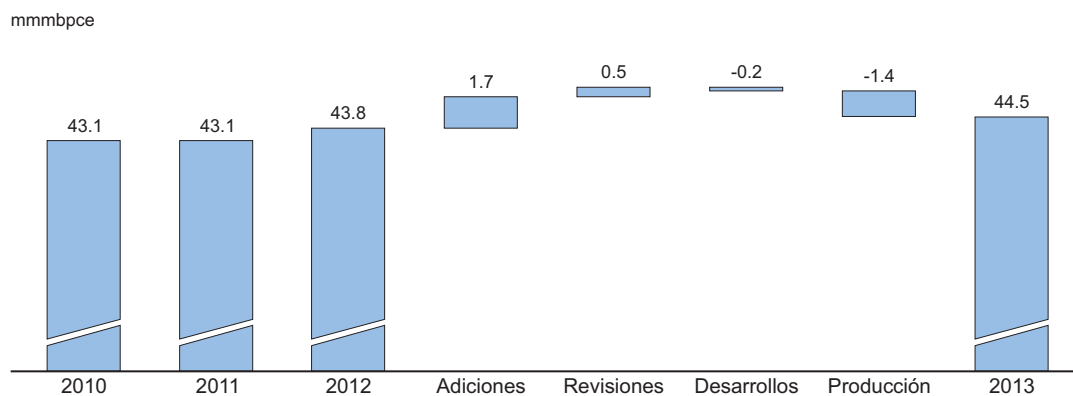


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

La estimación de las reservas probadas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013, se realizó mediante la aplicación de criterios y definiciones establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos, alcanzando 13,868.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel regional, la Región Marina Noreste aporta 44.4 por ciento, la Región Sur con 27.8 por ciento, la Región Marina Suroeste con 15.6 por ciento y finalmente la Región Norte con el restante 12.2 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 17.6 por ciento, los líquidos de planta con 8.2 por ciento y los condensados con el restante 1.5 por ciento.

En relación a las reservas probadas de aceite crudo del país, se tienen 10,073.2 millones de barriles al 1 de enero de 2013, mientras que las reservas probadas de gas natural presentan 17,075.4 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 15,563.7 y 12,713.1 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 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

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 mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2013	Total	10,073.2	210.1	1,140.6	2,444.4	13,868.3	17,075.4	15,563.7	12,713.1
	Marina Noreste	5,539.2	90.2	178.6	355.9	6,163.9	2,823.9	2,302.4	1,851.3
	Marina Suroeste	1,309.6	17.2	289.4	549.1	2,165.3	4,168.8	3,593.0	2,856.1
	Norte	934.5	10.3	107.4	636.4	1,688.5	3,752.9	3,513.4	3,309.7
	Sur	2,290.0	92.4	565.3	902.9	3,850.6	6,329.8	6,154.9	4,696.1

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		
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
2013	Total	6,151.2	2,868.1	1,053.9	10,953.9	3,067.7	1,735.9	1,317.9	6,121.5
	Marina Noreste	5,445.9	93.2	0.0	2,809.7	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	98.6	836.3	374.6	1,605.7	2,036.1	451.1	75.9	2,563.1
	Norte	498.4	419.1	16.9	1,338.3	49.9	1,249.9	1,114.7	2,414.6
	Sur	108.2	1,519.4	662.4	5,200.2	981.7	34.8	113.1	1,129.6

* G y C: yacimientos de gas y condensado

el aceite crudo al contribuir con 61.0 por ciento y se ubican principalmente en la Región Marina Noreste, el aceite ligero aporta 28.5 por ciento y se concentra en la Región Sur y el aceite superligero aporta 10.5

por ciento del total nacional de aceite crudo y las regiones Sur y Marina Suroeste contienen la mayor cantidad. La Región Marina Noreste representa 88.5 por ciento del total de reservas de aceite pesado del

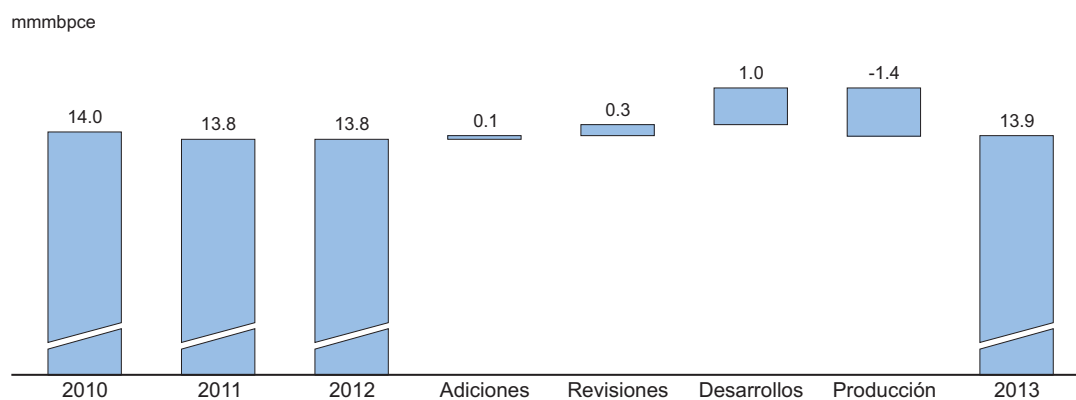


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

país, mientras que 53.0 por ciento del aceite ligero y 62.9 por ciento del aceite superligero se localiza en la Región Sur.

Asimismo, las reservas probadas de gas natural clasificadas como gas asociado y no asociado, se muestran en el cuadro 3.4. Las reservas probadas de gas asociado representan 64.2 por ciento del total, en tanto que las reservas probadas de gas no asociado alcanzan 35.8 por ciento. La Región Sur es la de mayor aportación en las reservas probadas de gas asociado con 47.5 por ciento. De igual manera, las regiones con mayor concentración de reservas probadas de gas no asociado son Marina Suroeste y Norte con 41.9 y 39.4 por ciento, respectivamente.

El comportamiento de las reservas probadas de petrolero 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 1,353.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente ha sido restituida en su totalidad por las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión de campos que aportaron 1,411.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, se alcanzó una de restitución del 104.3 por ciento.

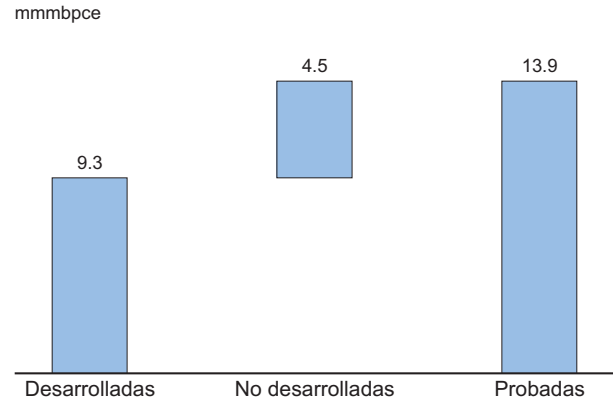


Figura 3.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se clasifican en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. De esta forma, al 1 de enero de 2013 las reservas desarrolladas aportan 67.2 por ciento del total nacional, y las no desarrolladas 32.8 por ciento, como se presenta en la figura 3.7.

Cuadro 3.5 Reservas probadas de crudo y gas seco de los principales países productores.

Posición	País	Crudo ^a mmb	Posición	País	Gas seco mmmpc
1	Venezuela	297,570	1	Rusia	1,688,228
2	Arabia Saudita	265,410	2	Irán	1,187,000
3	Canadá	173,105	3	Qatar	890,000
4	Irán	154,580	4	Arabia Saudita	287,844
5	Irak	141,350	5	Estados Unidos de América	272,509
6	Kuwait	101,500	6	Turkmenistán	265,000
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800	7	Emiratos Árabes Unidos	215,035
8	Rusia	80,000	8	Venezuela	195,100
9	Libia	48,010	9	Nigeria	182,008
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,054
11	Kazajstán	30,000	11	China	124,230
12	China	25,585	12	Irak	111,520
13	Qatar	25,380	13	Indonesia	108,400
14	Estados Unidos de América	20,682	14	Kazajstán	85,000
15	Brasil	13,154	15	Malasia	83,000
16	Argelia	12,200	16	Egipto	77,200
17	México	11,424	35	México	12,713

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 3, 2012

a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

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.

3.3.1.1 Reservas remanentes probadas desarrolladas

Al 1 de enero de 2013, las reservas probadas desarrolladas ascienden a 9,318.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La Región Marina Noreste contribuye con el mayor volumen de estas reservas con 54.0 por ciento, seguida de la Región Sur con

25.9 por ciento y de las regiones Marina Suroeste y Norte, con 11.3 y 8.8 por ciento, respectivamente. Lo anterior se muestra en el cuadro 3.6.

En base al tipo de fluido, la reserva probada desarrollada de aceite comprende 74.6 por ciento, el gas seco equivalente a líquido 16.4 por ciento, en tanto que a los líquidos de planta y los condensados les corresponde 7.5 y 1.5 por ciento, respectivamente. Con respecto a la evaluación del año anterior, la reserva probada desarrollada de petróleo crudo equivalente muestra un incremento de 1.9 por ciento. Dicho incremento se atribuye al hecho de que las actividades exploratorias, de delimitación, desarrollos y revisiones, adicionaron 1,524.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con lo cual se restituyó 112.6 por ciento de la producción anual, la

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
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
2013	Total	6,950.5	139.0	700.7	1,528.7	9,318.9	10,666.5	9,703.1	7,950.8
	Marina Noreste	4,487.6	74.0	157.5	311.5	5,030.6	2,431.9	2,017.9	1,620.1
	Marina Suroeste	699.2	9.9	119.1	225.1	1,053.2	1,745.3	1,473.3	1,170.7
	Norte	370.8	6.1	49.9	391.4	818.2	2,283.8	2,126.1	2,035.4
	Sur	1,392.9	48.9	374.3	600.8	2,416.9	4,205.5	4,085.8	3,124.7

cual fue de 1,353.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Respecto a la reserva probada desarrollada de aceite al 1 de enero de 2013, a nivel nacional su volumen asciende a 6,950.5 millones de barriles. Los mayores volúmenes de reservas se localizan en la Región Marina Noreste con 4,487.6 millones de barriles o 64.6 por ciento del total nacional. Con referencia a las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2013, éstas ascienden a 10,666.5 miles de millones de pies cúbicos. De este volumen, los campos de la Región Sur contienen 4,205.5 miles de millones de pies cúbicos o 39.4 por ciento, mientras que los campos de la Región Marina Noreste contienen 2,431.9 miles de millones de pies cúbicos o 22.8

por ciento. Asimismo, la reserva de gas entregado en planta alcanzó 9,703.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco sumó 7,950.8 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, 67.4 por ciento de la misma es de aceite pesado, 24.6 por ciento de aceite ligero, en tanto que la reserva de aceite superligero le corresponde 8.0 por ciento. En un contexto regional, 94.5 por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado corresponde a la Región Marina Noreste, en tanto la Región Sur posee 53.0 y 78.9 por ciento de las reservas de aceite ligero y superligero, respectivamente. De acuerdo a

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		G y C*	No asociado		
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2013	Total	4,686.8	1,708.6	555.1	7,308.8	1,523.6	887.2	947.0	3,357.7
	Marina Noreste	4,430.6	57.0	0.0	2,431.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	586.4	112.8	1,049.6	695.7	0.0	0.0	695.7
	Norte	206.4	159.9	4.5	548.7	25.8	852.4	856.9	1,735.1
	Sur	49.9	905.2	437.8	3,278.6	802.1	34.8	90.1	926.9

* G y C: yacimientos de gas y condensado

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 esta forma, al 1 de enero de 2013 la reserva probada desarrollada de gas asociado comprende 68.5 por ciento del total, mientras que a la reserva probada desarrollada de gas no asociado le corresponde 31.5 por ciento. En particular, el mayor volumen de reserva probada desarrollada de gas asociado se localiza en las regiones Sur y Marina Noreste con 44.9 y 33.3 por ciento, respectivamente. Mientras que los mayores volúmenes de reservas probadas desarrolladas de gas no asociado se localizan en las regiones Norte y Sur con 51.7 y 27.6 por ciento respectivamente.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente ascienden a 4,549.4 millones de barriles al 1 de enero de 2013. Las regiones marinas Noreste y Suroeste contienen alrededor de la mitad de estas reservas, al contribuir con 24.9 y 24.4 por ciento, respectivamente. Asimismo, la Región Sur sigue siendo la de mayor aportación con 31.5 por ciento, mientras que la Región Norte contiene 19.1 por ciento. El cuadro 3.8 presenta la distribución anterior. Con respecto al año anterior, las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013 muestran un decremento de 2.4 por ciento.

De acuerdo al tipo de fluido, las reservas probadas no desarrolladas de aceite comprende 68.6 por ciento,

Cuadro 3.8 Distribución histórica de las reservas probadas no desarrolladas por fluido y región.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos				Total mmbpce	Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce		Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
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
2013	Total	3,122.7	71.1	439.9	915.7	4,549.4	6,408.9	5,860.6	4,762.3
	Marina Noreste	1,051.5	16.2	21.1	44.5	1,133.3	392.0	284.5	231.2
	Marina Suroeste	610.4	7.3	170.4	324.1	1,112.1	2,423.5	2,119.7	1,685.4
	Norte	563.7	4.2	57.5	245.0	870.3	1,469.1	1,387.3	1,274.2
	Sur	897.1	43.4	191.0	302.1	1,433.7	2,124.3	2,069.1	1,571.4

la de gas seco equivalente a líquido 20.1 por ciento, mientras que la de líquidos de planta engloba 9.7 por ciento y la de condensado complementa el total con 1.6 por ciento.

En lo que respecta al rubro de aceite, las reservas probadas no desarrolladas del país al 1 de enero de 2013, equivale a 3,122.7 millones de barriles. La mayor concentración se tiene en la Región Marina Noreste con 33.7 por ciento y la Región Sur con 28.7 por ciento, mientras que las regiones Marina Suroeste y Norte contribuyen con 37.6 por ciento, restante. Para el rubro de gas natural, las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2013 ascienden a 6,408.9 miles de millones de pies cúbicos, concentrándose la mayor cantidad en las regiones Sur y Marina Suroeste con el

71.0 por ciento, en lo que respecta a la Región Norte su contribución es de 22.9 por ciento y la Región Marina Noreste con el 6.1 por ciento, que es la de menor contribución, como se ilustra en el cuadro 3.8. Para las reservas probadas no desarrolladas de gas entregado en planta y gas seco de 5,860.6 y 4,762.3 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente, la distribución a nivel regional es similar a la que se tienen en las reservas no desarrolladas de gas natural.

De acuerdo a la clasificación del aceite por su densidad, al 1 de enero de 2013, las reservas probadas no desarrolladas de aceite pesado son de 1,464.4 millones de barriles, siendo la Región Marina Noreste la de mayor concentración con el 69.3 por ciento del total. Con relación a las reservas probadas no desarrolladas de

Cuadro 3.9 Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2013	Total	1,464.4	1,159.5	498.8	3,645.2	1,544.1	848.7	370.9	2,763.7
	Marina Noreste	1,015.4	36.2	0.0	377.8	0.0	0.0	14.2	14.2
	Marina Suroeste	98.6	249.9	261.8	556.2	1,340.4	451.1	75.9	1,867.4
	Norte	292.1	259.2	12.4	789.6	24.1	397.6	257.8	679.5
	Sur	58.3	614.2	224.6	1,921.6	179.6	0.0	23.0	202.7

* G y C: yacimientos de gas y condensado

aceite ligero de 1,159.5 millones de barriles, la Región Sur contiene más de la mitad con el 53.0 por ciento, mientras que las regiones Norte y Marina Suroeste en conjunto aportan 43.9 por ciento y la Región Marina Noreste el 3.1 por ciento restante. Para las reservas probadas no desarrolladas de aceite superligero de 498.8 millones de barriles, la Región Marina Suroeste aporta el 52.5 por ciento del total, la Región Sur el 45.0 por ciento y por último la Región Norte con el 2.5 por ciento restante. En el cuadro 3.9 se muestra la clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo en base a su densidad.

El gas natural de acuerdo su asociación con el aceite, se clasifica en asociado y no asociado, estas últimas incluyen yacimientos de gas y condensado, gas seco y gas húmedo. Así, al 1 de enero de 2013, las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado alcanzan 3,645.2 miles de millones de pies cúbicos, que equivalen al 56.9 por ciento del total. La Región Sur integra la mayor cantidad de estas reservas con el 52.7 por ciento, le sigue la Región Norte con el 21.7 por ciento, la Región Marina Suroeste con el 15.3 por ciento y la Región Marina Noreste con el 10.4 por ciento restante. Finalmente, las reservas probadas no desarrolladas de gas no asociado equivale a 2,763.7 miles de millones de pies cúbicos, donde en gran parte los yacimientos de gas y condensado de la Región Marina Suroeste aportan el 67.6 por ciento del total. En menor proporción los yacimientos de gas húmedo y seco de la Región

Norte contribuyen con el 24.6 por ciento, la Región Sur cuenta el 7.3 por ciento y la Región Marina Noreste en proporción la cantidad restante.

3.3.2. Reservas probables

Las reservas probables de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2013 ascienden a 12,305.9 millones de barriles. Con relación al 1 de enero de 2012, las reservas probables de petróleo crudo equivalente muestran una pequeña disminución del 0.4 por ciento, es decir, 46.8 millones de barriles. La Región Norte contiene casi la mitad de estas reservas al contribuir con el 49.5 por ciento, continua la Región Marina Noreste con 25.9 por ciento, la Región Marina Suroeste con 17.1 por ciento y en menor proporción la Región Sur con 7.4 por ciento. En lo que respecta a los productos que componen las reservas probables de petróleo crudo equivalente, el aceite contribuye con 68.7 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 21.5 por ciento, los líquidos de planta con 9.1 por ciento y finalmente el condensado con el 0.6 por ciento. 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 2013, las reservas probables de aceite ascienden a 8,456.9 millones de barriles, ubicándose

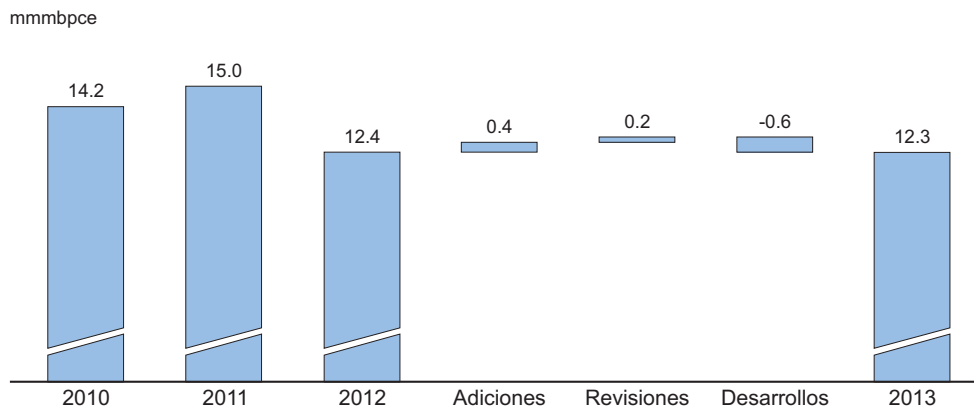


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

principalmente en las regiones Norte y Marina Noreste con 42.9 y 35.3 por ciento, respectivamente. Asimismo, la Región Marina Suroeste contribuye con el 14.6 por ciento y la Región Sur con el 7.2 por ciento. Para el rubro de gas natural, las reservas probables al 1 de enero de 2013 muestran un valor de 17,826.8 miles de millones de pies cúbicos, la mayor concentración se encuentra en la Región Norte con el 63.7 por ciento del total, mientras que la Región Marina Suroeste integra el 23.8 por ciento y las regiones Marina Noreste y Sur las reservas restantes. La evolución de las reservas probables distribuidas por región y tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.10.

Para el caso de las reservas probables de gas entregado en planta de 16,325.9 miles de millones de pies cúbicos, el 65.4 por ciento se encuentra en la Región

Norte, el 22.5 por ciento en la Región Marina Suroeste, el 7.5 por ciento en la Región Sur y el 4.6 por ciento en la Región Marina Noreste. En lo que respecta a las reservas probables de gas seco de 13,773.8 miles de millones de pies cúbicos, la distribución a nivel regional es similar a las anteriores.

Las reservas probables aceite clasificadas de acuerdo a su densidad, indican que al 1 de enero de 2013 el 53.0 por ciento son de aceite pesado, el 36.1 por ciento de aceite ligero y el 10.9 por ciento de aceite superligero. En lo relativo a la distribución regional de las reservas probables de aceite pesado el 64.8 por ciento lo integra la Región Marina Noreste, el 27.2 por ciento la Región Norte y el 7.9 por ciento restante las regiones Sur y Marina Suroeste. De igual manera, para las reservas probables de aceite ligero, la Región Nor-

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
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
2013	Total	8,456.9	76.5	1,124.2	2,648.3	12,305.9	17,826.8	16,325.9	13,773.8
	Marina Noreste	2,984.7	28.7	59.0	117.0	3,189.4	958.4	757.4	608.4
	Marina Suroeste	1,234.4	21.6	288.2	563.0	2,107.2	4,250.6	3,668.1	2,928.1
	Norte	3,630.0	5.5	671.6	1,785.4	6,092.6	11,351.8	10,677.3	9,285.9
	Sur	607.8	20.6	105.4	182.9	916.7	1,266.0	1,223.1	951.4

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		
							mmb	mmb	
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
2013	Total	4,485.9	3,050.6	920.4	13,550.0	1,403.5	2,076.1	797.3	4,276.9
	Marina Noreste	2,908.1	76.7	0.0	957.0	0.0	0.0	1.5	1.5
	Marina Suroeste	294.1	684.5	255.8	1,324.6	1,169.2	1,458.1	298.7	2,926.0
	Norte	1,222.2	2,033.3	374.5	10,320.6	26.1	609.5	395.6	1,031.2
	Sur	61.5	256.1	290.1	947.8	208.2	8.5	101.6	318.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

te concentra la mayor cantidad con 66.7 por ciento, mientras que la Región Marina Suroeste contiene el 22.4 por ciento y las regiones Marina Noreste y Sur el 10.9 por ciento. Para las reservas probables de aceite superligero el 40.7 por ciento se ubican en la Región Norte, el 31.5 por ciento en la Región Sur y el 27.8 por ciento restante en la Región Marina Suroeste. 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 2013, 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. La Región Norte contiene la mayor cantidad de reservas probables de gas asociado al

contabilizar el 76.2 por ciento del total nacional, provenientes principalmente de yacimientos de aceite y gas disuelto. Las reservas probables de gas no asociado se ubican en gran parte en yacimientos de gas y condensado que existen en la Región Marina Suroeste, la cual contribuye con el 68.4 por ciento del total. Asimismo, la Región Norte aporta 24.1 por ciento de estas reservas contenidas en yacimientos de gas seco y húmedo. Esta clasificación de las reservas probables de gas natural se muestra en el mismo cuadro 3.11.

3.3.3. Reservas posibles

Las reservas posibles de petróleo crudo equivalente ascienden a 18,355.8 millones de barriles al 1 de

enero de 2013. La Región Norte concentra el 61.2 por ciento de estas reservas, mientras que la Región Marina Noreste el 17.1 por ciento, la Región Marina Suroeste 16.7 por ciento y la Región Sur el 5.0 por ciento restante. En forma desagregada el aceite crudo contribuye con 66.9 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 23.3 por ciento, los líquidos de planta con 9.5 por ciento y el condensado 0.2 por ciento. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.12.

Al 1 de enero de 2013, las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en 12,286.5 millones de barriles, localizándose principalmente en la Región Norte con el 58.5 por ciento y en la Marina Noreste con el 24.6 por ciento. En relación a las reservas posibles de gas natural se tienen 28,327.1 miles de millones de pies

cúbicos, de los cuales la Región Norte aporta la mayor cantidad con el 65.8 por ciento del total. De igual manera para las reservas posibles de gas entregado en planta de 26,199.6 miles de millones de pies cúbicos la Región Norte contiene el volumen más alto al contabilizar el 66.9 por ciento. Lo mismo ocurre para las reservas posibles de gas seco de 22,272 miles de millones de pies cúbicos, la Región Norte integra 68.3 por ciento, como se observa también en el cuadro 3.12.

De acuerdo a la clasificación del aceite, al 1 de enero de 2013 las reservas posibles de aceite pesado contribuyen con 44.4 por ciento, el aceite ligero con 40.4 por ciento y el aceite superligero con 15.1 por ciento, como se observa en el cuadro 3.13. Las reservas posibles de aceite pesado se concentran en gran

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
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
2013	Total	12,286.5	41.5	1,745.5	4,282.3	18,355.8	28,327.1	26,199.6	22,272.0
	Marina Noreste	3,016.7	13.7	33.2	73.7	3,137.2	653.9	467.1	383.3
	Marina Suroeste	1,492.1	17.1	477.0	1,079.1	3,065.2	7,582.5	6,834.8	5,612.1
	Norte	7,189.4	5.5	1,113.5	2,924.2	11,232.6	18,643.7	17,514.8	15,208.6
	Sur	588.3	5.3	121.9	205.4	920.8	1,447.0	1,383.0	1,068.1

Cuadro 3.13 Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo y gas natural.

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		
							mmb	mmb	
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
2013	Total	5,456.8	4,969.6	1,860.1	19,898.6	3,561.8	2,975.1	1,891.6	8,428.5
	Marina Noreste	3,016.7	0.0	0.0	611.8	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	366.0	526.8	599.3	902.7	3,078.1	2,346.2	1,255.4	6,679.8
	Norte	1,950.4	4,338.5	900.5	17,444.0	65.6	625.5	508.6	1,199.8
	Sur	123.7	104.3	360.3	940.1	418.1	3.4	85.4	506.9

* G y C: yacimientos de gas y condensado

medida en las regiones Marina Noreste y Norte con 55.3 y 35.7 por ciento, respectivamente. Asimismo, la Región Norte consolida la mayor cantidad de reservas posibles de aceite ligero al contribuir con 87.3 por

ciento del país, en cambio las reservas posibles de aceite superligero están distribuidas en las regiones Norte con 48.4 por ciento, Marina Suroeste con 32.2 por ciento y Sur con 19.4 por ciento.

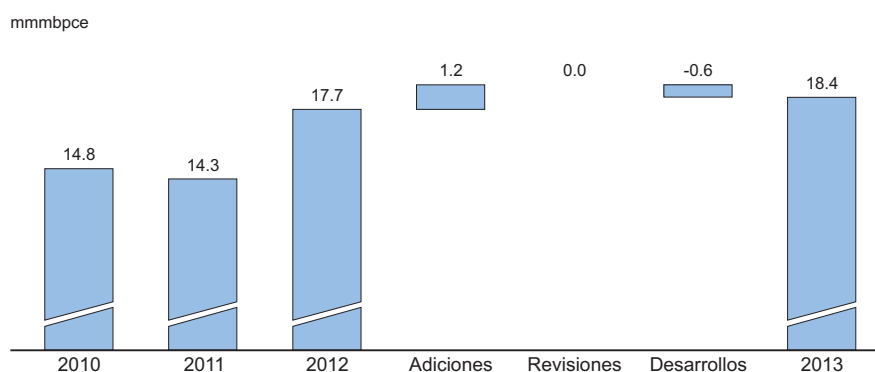


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

Las reservas posibles de gas asociado representan el 70.2 por ciento del total nacional y las reservas posibles de gas no asociado el 29.8 por ciento. Las reservas posibles de gas asociado se concentran en gran medida en yacimientos de aceite y gas disuelto existentes en la Región Norte que contribuye con el 87.7 por ciento del total, mientras que las reservas posibles de gas no asociado se ubican en yacimientos de gas y condensado en la Región Marina Suroeste que aporta el 79.3 por ciento del total. La clasificación de las reservas posibles de gas natural por su asociación con el aceite crudo se presenta en el cuadro 3.13.

Al 1 de enero de 2013, las reservas posibles de petróleo crudo equivalente muestran un incremento de 681.5 millones de barriles con respecto al año anterior, es decir, 3.9 por ciento. Los resultados exitosos en las actividades de exploración y delimitación permitieron adicionar 1,224.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que permitieron compensar la reclasificación de reservas posibles a probables y probadas. 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 2012 se presentan en la figura 3.9.

