

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014

Las estrategias de exploración y explotación documentadas en los proyectos de inversión 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.

El resultado de las estrategias de exploración y explotación que aunado a las inversiones asociadas para su ejecución, los costos de operación y mantenimiento, así como a los precios de venta de los hidrocarburos, generan la estimación de las reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías que Pemex Exploración y Producción (PEP) actualiza anualmente.

En este capítulo 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.

Además, se describe la evaluación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2014, analizando su distribución por región, categoría y composición por tipo de fluido, así como su evolución histórica durante los últimos años. Asimismo, 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 que de acuerdo al tipo de fluido producido se desglosa en gas seco, gas húmedo o gas y condensado.

Finalmente, se presenta la posición de nuestro país con respecto al ámbito petrolero internacional, 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.

Es importante enfatizar que 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), la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE) y la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG), emitidos en el documento denominado *Petroleum Resources Management System* (PRMS).

3.1 Precio de los hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos de los campos son el resultado del límite económico que se obtiene en la evaluación económica en cada una de las categorías de reservas, es decir, se determina el punto en el tiempo donde se igualan los ingresos y egresos. Los ingresos son el resultado de los volúmenes de hidrocarburos propuestos en las estrategias de explotación y los precios de venta de los mismos, los

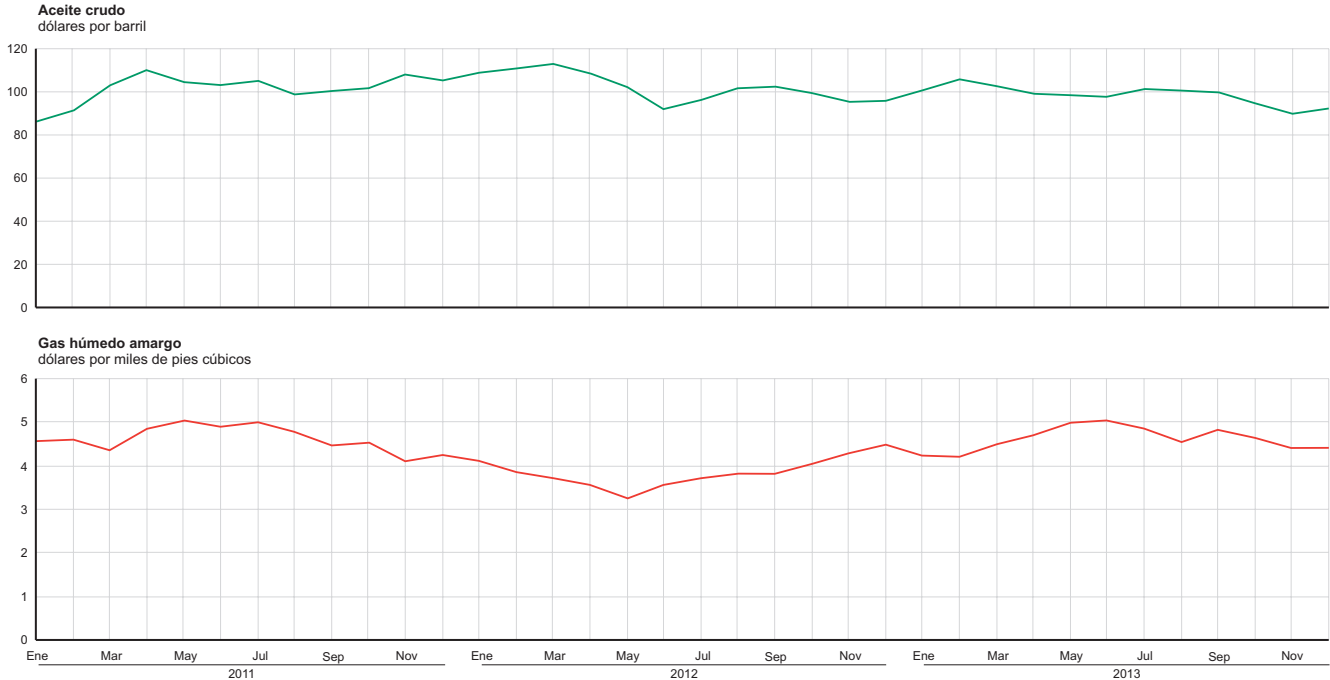


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

egresos son las inversiones de desarrollo y los costos de operación y mantenimiento.

Entonces, dada la importancia que tienen los precios de venta de los 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. En el año 2013, en lo que respecta al aceite crudo podemos observar en el mes de febrero un pequeño incremento con respecto al mes de enero al pasar de 100.6 a 105.4 dólares por barril, posteriormente en el mes de abril decrece a un valor de 99.1 dólares por barril y de ahí en adelante se mantiene estable hasta el mes de septiembre con un valor promedio de 99.5 dólares por barril, finalmente decrece en el último trimestre a un valor de alrededor de 92.1 dólares por barril. Con relación al año anterior en valores promedio tenemos una pequeña disminución de aproximadamente 3.2 por ciento.

El comportamiento del gas húmedo amargo muestra en el año 2013 un incremento en el primer semestre al pasar de 4.2 a 5.1 dólares por cada mil pies cúbicos, sin embargo en el segundo semestre decrece a un

valor de 4.4 dólares por cada mil pies cúbicos con una tendencia a mantenerse en ese valor. Con respecto al año anterior en valores promedio tenemos un incremento de 20.1 por ciento.

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

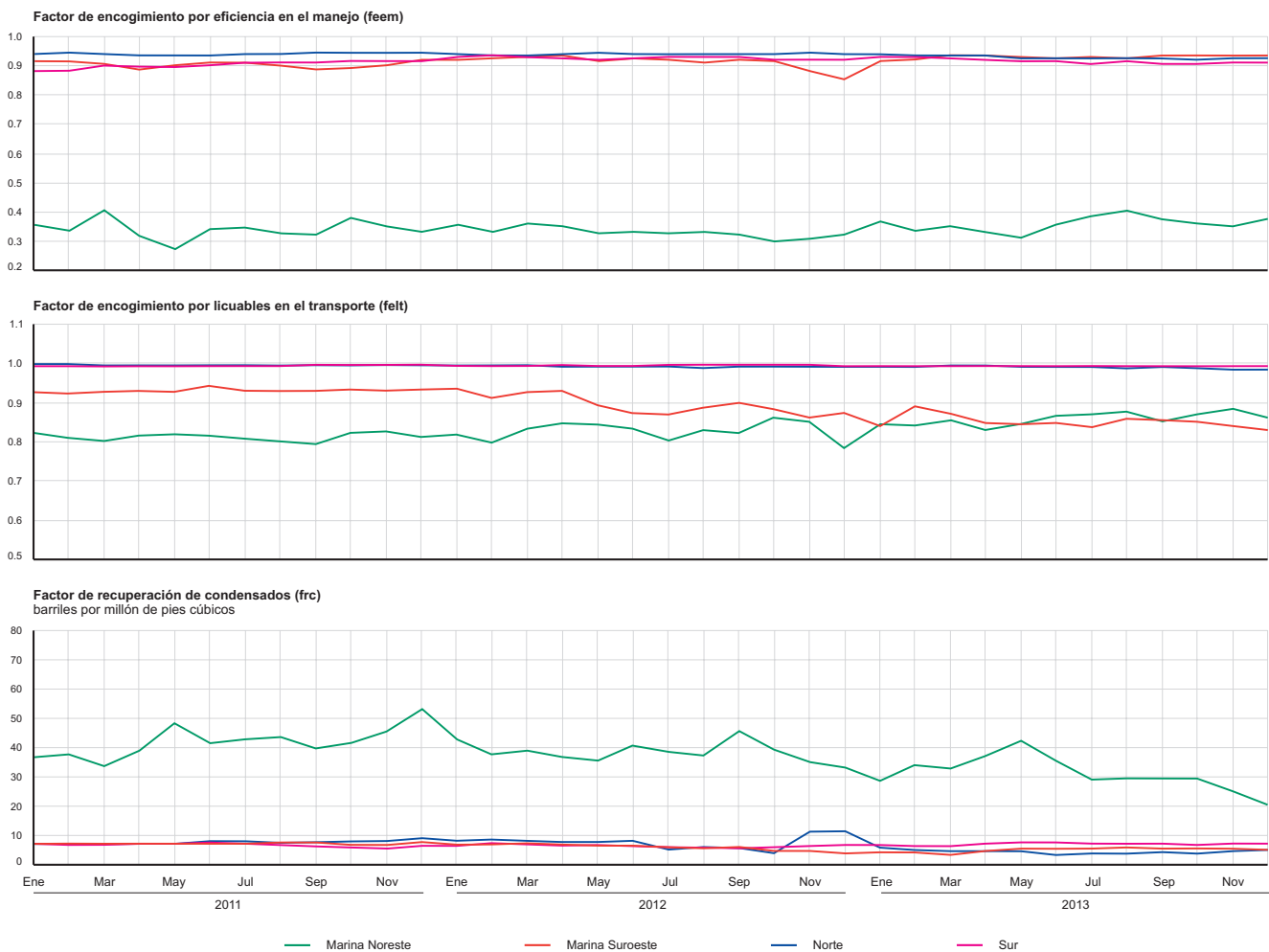


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

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 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 y rendimiento del gas natural 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. En la Región Marina Noreste se tiene una tendencia creciente en el segundo semestre del año 2013 con valores de 0.36 a 0.41 puntos, ocasionados por la disminución en el consumo del gas de bombeo neumático.

El factor de encogimiento por licuables en el transporte, *felt*, en las regiones Norte y Sur no presenta variaciones importantes durante los últimos tres años. Para la Región Marina Suroeste muestra un ligero decremento en el año 2013 generado por la agregación de gas húmedo proveniente de yacimientos de gas y condensado. La Región Marina Noreste continúa con una tendencia incremental en el último año ocasionado por la reducción en el gas enviado a la atmósfera. 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 Región Sur. 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. La Región Marina Suroeste presenta pequeños incrementos asociados a la incorporación de gas húmedo proveniente de yacimientos de gas y condensado. Finalmente, la Región Marina Noreste por problemas operativos y la recirculación de condensados en sus instalaciones durante 2013 muestran un comportamiento decreciente del factor de recuperación de condensados alcanzando valores de 20.5 barriles de condensado por millón de pies cúbicos.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

El gas producido de las cuatro regiones de PEP se entrega a los complejos procesadores de gas denominados Arenque, Burgos, Cactus, Ciudad Pemex, La Venta,

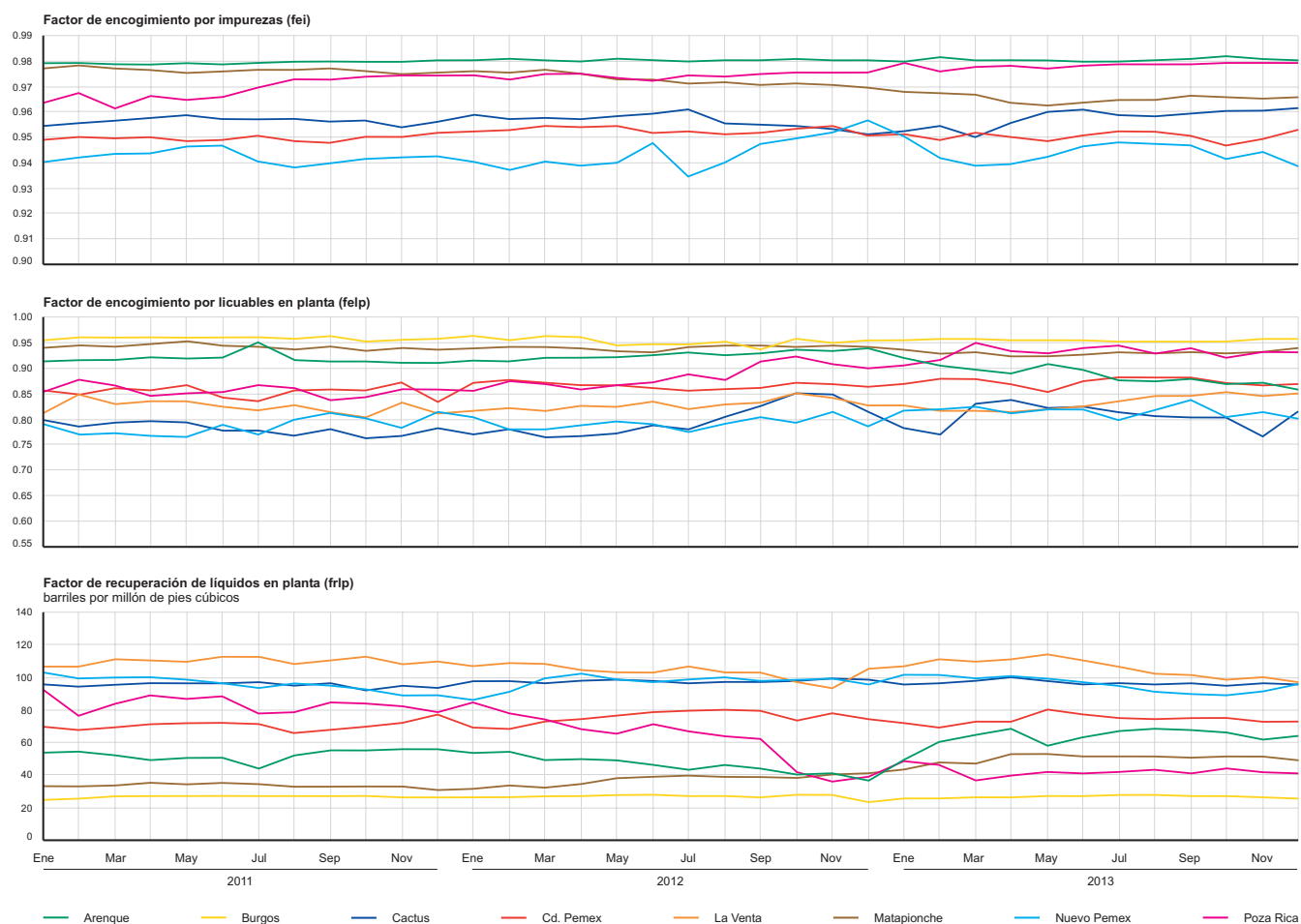


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

Matapionche, Nuevo Pemex, Poza Rica y Reynosa; y que pertenecen a la filial Pemex Gas y Petroquímica Básica. 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 cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fe_i*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *fe_{lp}*, 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, *fr_{lp}*.

El factor de encogimiento por impurezas presenta pequeñas variaciones en el complejo Cactus, donde a finales del año pasado y a principios de este año disminuye, sin embargo en los meses restantes del año 2013 se incrementa a valores similares al año 2011 y 2012 para finalmente mantener un promedio en los tres años de aproximadamente 0.96 puntos. Para el caso de complejo Poza Rica se tienen variaciones durante el 2013 pero en promedio es similar a los años anteriores con un valor de 0.97 puntos. Otro complejo con ligera variación es Matapionche que baja 0.98 a 0.97 puntos, principalmente por cuestiones de eficien-

cia operativa. Los complejos procesadores de gas de Cd. Pemex, Nuevo Pemex y Arenque se mantuvieron muy estables en el año 2013, ver figura 3.3.

El factor de encogimiento por licuables en planta sólo presenta variaciones relevantes en el complejo procesador de gas Cactus en el año 2013, fluctuando entre valores de 0.77 y 0.84 puntos generados por movimientos operativos. Los complejos de gas restantes muestran ligeros incrementos y decrementos pero en promedio son similares a los años 2011 y 2012. El CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento, como se observa en la figura 3.3.

El factor de recuperación de líquidos en planta incrementa forma importante en el complejo procesador de gas Arenque al cambiar de 47.0 a 65.1 barriles por

cada millón de pies cúbicos de gas, principalmente por el mantenimiento en las instalaciones. Los complejos restantes muestran variaciones pequeñas y similares a los años anteriores. 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.

3.3 Reservas remanentes totales

Las reservas remanentes totales, también llamadas 3P, resultado de la suma de las reservas probada, probable y posible con las que cuenta el país al 1 de enero de 2014, alcanzaron 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En comparación a la reserva estimada para el año 2013, se tiene una

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
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
2014	Total	29,327.8	295.6	3,575.0	8,960.1	42,158.4	59,664.8	54,410.5	46,600.9
	Marina Noreste	11,340.5	103.4	253.6	513.9	12,211.4	4,278.0	3,276.4	2,672.6
	Marina Suroeste	3,812.9	68.4	758.9	2,051.6	6,691.8	14,598.1	12,408.9	10,670.4
	Norte	10,845.9	19.2	1,795.7	5,118.3	17,779.1	32,036.8	30,316.4	26,619.7
	Sur	3,328.4	104.5	766.7	1,276.3	5,476.0	8,751.8	8,408.9	6,638.2

mmmbpce

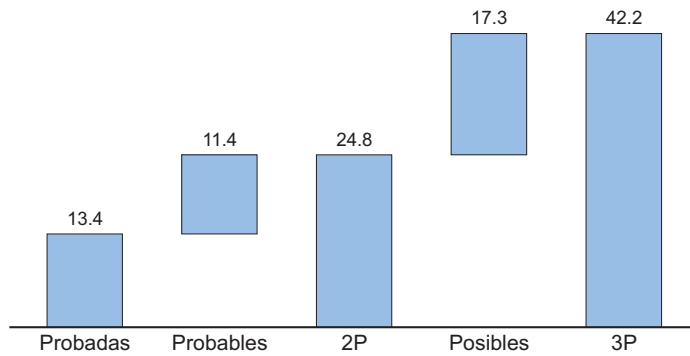


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

27.0 por ciento de reserva probables y 41.1 por ciento de reservas posibles. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la figura 3.4.

La distribución de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente en las distintas regiones de producción que comprenden el país, nos indica que la Región Norte contribuye con el mayor porcentaje alcanzando 42.2 por ciento, la Región Marina Noreste 29.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 15.9 por ciento y finalmente la Región Sur 13.0 por ciento.

disminución de 2,371.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. La reserva remanente 3P está conformada por 31.9 por ciento de reservas probadas,

Hablando de las reservas remanentes totales de aceite crudo y gas natural, se alcanzaron los valores

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		
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
2014	Total	15,801.1	9,689.0	3,837.6	41,768.0	6,675.1	7,478.9	3,742.7	17,896.7
	Marina Noreste	11,184.6	155.9	0.0	4,220.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	747.0	1,969.9	1,095.9	3,886.5	5,001.8	4,100.8	1,609.0	10,711.6
	Norte	3,595.2	5,719.4	1,531.3	26,760.4	206.8	3,281.9	1,787.7	5,276.4
	Sur	274.3	1,843.8	1,210.4	6,900.9	1,466.5	96.2	288.2	1,851.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de 29,327.8 millones de barriles y 59,664.8 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. Cifras por debajo de 1,488.8 millones de barriles de aceite y 3,564.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural a las reportadas el año anterior.

La distribución de las reservas remanentes totales de acuerdo al tipo de fluido se muestran en el cuadro 3.1. Siendo el aceite crudo el de mayor contribución con el 69.6 por ciento, el condensado con 0.7 por ciento, líquidos de planta 8.5 por ciento y el 21.3 por ciento restante corresponde al gas seco equivalente a líquido. La reserva de gas entregado en planta es de 54,410.5 miles de millones de pies cúbicos y 46,600.9 miles de millones de pies cúbicos de gas seco.

Las reservas remanentes totales de crudo de acuerdo a su clasificación por su densidad se muestra en la tabla 3.2. La mayor reserva de hidrocarburo corresponde al aceite pesado, el cual participa con el 53.9 por ciento, en segundo término el aceite ligero con 33.0 por ciento y por último el aceite superligero con 13.1 por ciento; esta información es mostrada en el cuadro 3.2. El mayor porcentaje de reservas totales de aceite pesado está distribuido en los campos de la Región Marina Noreste con el 70.8 por ciento. Asimismo, el mayor porcentaje de aceite ligero se encuentra en la Región Norte con 59.0 por ciento, mientras que para el caso del aceite superligero, los mayores volúmenes están divididos en las regiones Norte, Sur y Marina Suroeste con el 39.9, 31.5 y 28.6 por ciento, respectivamente.

Con lo que respecta a la evolución de las reservas de gas natural, desglosadas en gas asociado y en gas no asociado también son presentadas en el cuadro 3.2. La reserva remanente total de gas natural asociadas a yacimientos de aceite representan el mayor volumen obteniendo un valor de 41,768.0 miles de millones de pies cúbicos, es decir el 70.0 por ciento del total, mientras que para el gas no asociado los volúmenes de reserva alcanzaron 17,896.7 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa un 30.0 por ciento. Siendo la Región Norte la región más rica en gas asociado, contribuyendo con el 64.1 por ciento; es decir, 26,760.4 miles de millones de pies cúbicos. En cuanto a las reservas totales de gas no asociado los mayores volúmenes se localizan en la Región Marina Suroeste con 10,711.6 miles de millones de pies cúbicos o 59.9 por ciento.

La evolución y el comportamiento de las reservas remanentes totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años se muestra en la figura 3.5, indicando las causas y los factores que propiciaron la variación de las reservas totales en comparación al año inmediato anterior 2013. La estimación al 1 de enero del 2014 se registró un decremento de 1,038.4 de barriles de petróleo crudo equivalente. La causa de esta desviación es por la desincorporación de 1,575.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por las revisiones por comportamiento de la presión-producción o actualización de modelos sísmicos-geológicos. No obstante las actividades que

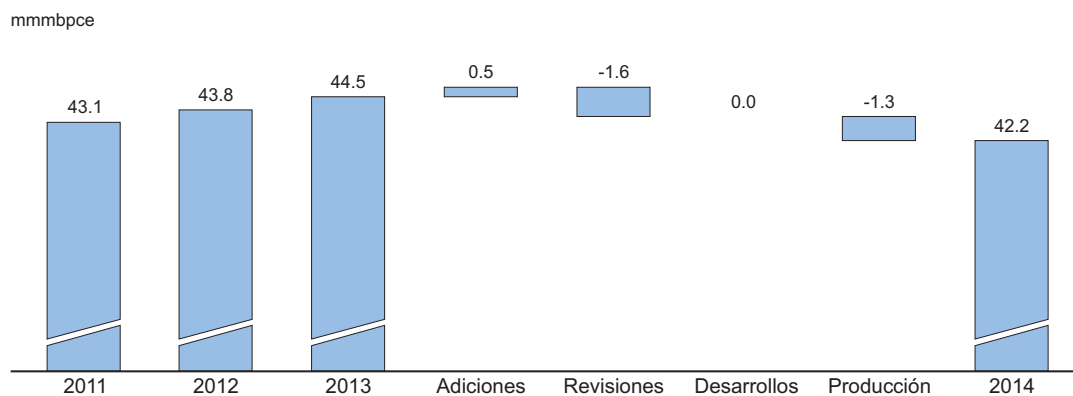


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

contribuyeron mitigar la reducción de las mismas fueron las actividades de exploración y delimitación de yacimientos con 503.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el desarrollo de campos con 33.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La relación reserva-producción, que resulta de dividir las reservas al 1 de enero de 2014 entre la producción del año 2013, alcanzó un valor de 31.6 años, considerando las reservas remanentes 3P de petróleo crudo equivalente. Para la suma de las reservas probadas más probables (2P) la relación es 18.6 años y para las reservas probadas de 10.1 años. Es importante mencionar que para el cálculo de este indicador no se considera una declinación de la producción, así como los 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.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de México para el ejercicio del año 2014 se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos alcanzando la cifra de 13,438.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. A nivel regional, la Región Marina Noreste es la que presenta mayor contribución con el 45.0 por ciento la Región Sur, con 27.1 por ciento, la Región Marina Suroeste con 16.1 por ciento y finalmente la Región Norte con el 11.8 por ciento restante. Haciendo referencia a las reser-

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
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
2014	Total	9,812.1	187.1	1,079.6	2,359.7	13,438.5	16,548.5	14,745.2	12,272.6
	Marina Noreste	5,476.9	71.3	167.3	334.4	6,049.9	2,710.0	2,137.3	1,739.1
	Marina Suroeste	1,324.0	23.1	265.1	556.6	2,168.8	4,298.1	3,515.6	2,894.8
	Norte	871.8	10.3	110.6	588.1	1,580.9	3,510.8	3,271.9	3,058.9
	Sur	2,139.4	82.4	536.6	880.6	3,639.0	6,029.6	5,820.4	4,579.8

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		
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
2014	Total	6,057.5	2,737.6	1,017.0	10,672.5	3,012.3	1,872.4	991.3	5,876.0
	Marina Noreste	5,383.7	93.2	0.0	2,695.5	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	104.6	807.6	411.8	1,663.7	2,043.8	514.9	75.8	2,634.5
	Norte	470.3	384.1	17.4	1,323.7	80.0	1,325.2	782.0	2,187.1
	Sur	98.8	1,452.8	587.8	4,989.6	888.5	32.4	119.1	1,040.0

* G y C: yacimientos de gas y condensado

vas probadas de aceite crudo del país, se cuenta con 9,812.1 millones de barriles, mientras que las reservas probadas de gas natural presentan 16,548.1 miles de millones de pies cúbicos al 1 de enero de 2014.

De acuerdo al tipo de fluido clasificado por su densidad, el aceite crudo contribuye con 73.0 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 17.6 por ciento, los líquidos de planta con 8.0 por ciento y los con-

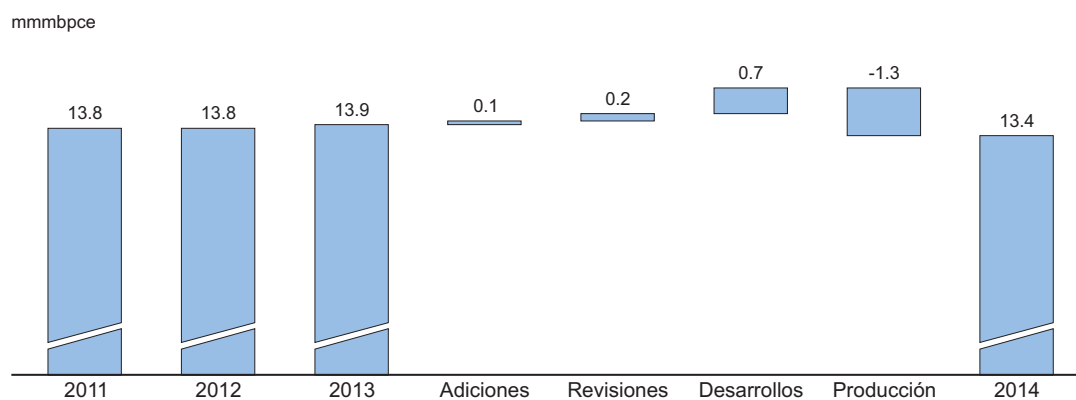


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

densados con el restante 1.4 por ciento. Las reservas probadas de gas entregado en planta y gas seco contienen 14,745.2 y 12,272.6 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.

De los 9,812.1 millones de barriles de reserva probada de aceite crudo en el país, el aceite pesado tiene la mayor contribución con un 61.7 por ciento, el aceite ligero aporta el 27.9 por ciento. El 88.9 por ciento de reserva de aceite pesado del país se encuentra almacenado en los campos de la Región Marina Noreste, mientras que en la Región Sur se localiza el 53.1 por ciento del aceite ligero y el 57.8 por ciento del aceite superligero. Las reservas probadas de gas asociado representan el 64.5 por ciento del total, para las reservas probadas de gas no asociado alcanzan 35.5 por ciento. La Región Sur es la de mayor aportación en las reservas probadas de gas asociado con un 46.8 por ciento, mientras que para las reservas de gas no asociado la mayor concentración se encuentra en las regiones Marina Suroeste y Norte. Las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad

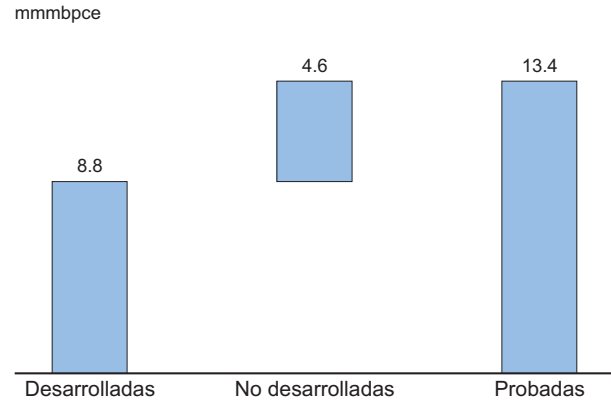


Figura 3.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

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.

El volumen extraído de 1,333.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el año 2013 ha sido restituído con un 69.5 por ciento por las actividades de exploración, desarrollo y revisión de comportamiento de producción de la presión-producción o actualización de modelos sísmico-geológicos de campos que juntos aportaron 926.3 millones de barriles de petróleo

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	297,740	1	Rusia	1,688,228
2	Arabia Saudita	265,850	2	Irán	1,192,907
3	Canadá	173,200	3	Qatar	885,287
4	Irán	157,300	4	Estados Unidos de América	372,179
5	Irak	140,300	5	Arabia Saudita	290,811
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	196,411
9	Libia	48,470	9	Nigeria	180,737
10	Nigeria	37,140	10	Argelia	159,054
11	Estados Unidos de América	31,777	11	China	155,382
12	Kazajstán	30,000	12	Irak	111,522
13	Qatar	25,240	13	Indonesia	104,370
14	China	24,376	14	Mozambique	100,000
15	Brasil	13,219	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	México	11,079	37	México	12,273

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 2, 2013

a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

crudo equivalente. El comportamiento y evolución de las reservas probadas de petrolero crudo equivalente en los últimos tres años y los elementos propiciaron la diferencia entre el año de evaluación y el año inmediato anterior se muestran en la figura 3.6.

Las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente se clasifican en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. Al 1 de enero de 2014 las reservas desarrolladas aportan 65.4 por ciento y las no desarrolladas 34.6 por ciento del total nacional, tal 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 37. 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 2014, las reservas probadas desarrolladas se encuentran en 8,794.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente siendo la Región Marina Noreste la de mayor importancia contribuyendo más de la mitad de la reserva nacional con un 53.8 por ciento, seguida por la Región Sur con 25.6 por ciento y finalmente con las regiones Marina Suroeste y Norte, con 12.3 y 8.3 por ciento, respectivamente. Lo anterior se muestra en el cuadro 3.6.

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
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
2014	Total	6,576.1	118.2	665.9	1,434.6	8,794.9	10,159.7	8,992.1	7,461.5
	Marina Noreste	4,251.3	56.8	143.0	283.4	4,734.5	2,285.0	1,814.5	1,474.1
	Marina Suroeste	706.5	10.3	124.5	236.9	1,078.2	1,914.8	1,527.5	1,232.0
	Norte	333.2	4.8	48.9	339.4	726.3	2,011.2	1,856.2	1,765.0
	Sur	1,285.1	46.3	349.5	575.0	2,255.9	3,948.7	3,793.8	2,990.4

Hablando de la reserva probada desarrollada de aceite a nivel nacional su volumen asciende a 6,576.1 millones de barriles. Contribuyendo con el mayor volumen de esta la Región Marina Noreste con el 64.6 por ciento, es decir 4,251.3 millones de barriles. Con referencia a las reservas probadas desarrolladas de gas natural, éstas ascienden a 10,159.7 miles de millones de pies cúbicos, siendo la Región Sur la de mayor contribución con 3,948.7 miles de millones de pies cúbicos o 38.9 por ciento, mientras que los campos de la Región Marina Noreste contienen 2,285.0 miles de millones de pies cúbicos o 22.5 por ciento. Asimismo, la reserva de gas entregado en planta alcanzó 8,992.1 miles de millones de pies cúbicos, en tanto que la reserva de gas seco sumó 7,461.5 miles de millones de pies cúbicos, como se indica en el cuadro 3.6.

El 67.0 por ciento de la reserva probada desarrollada es aceite pesado, 24.7 por ciento es aceite ligero y 8.3 por ciento restante es aceite superligero. Ubicándonos a nivel regional, la Región Marina Noreste posee 94.5 por ciento de la reserva probada desarrollada de aceite pesado, mientras la Región Sur tiene el 52.6 y 68.7 por ciento de las reservas de aceite ligero y superligero, respectivamente. El cuadro 3.7 muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de aceite, en base a su densidad. Con respecto al gas, la reserva probada desarrollada está constituida por un 69.3 por ciento de gas asociado y un 30.7 por ciento de gas no asociado. Las regiones Sur y Marina Noreste es donde se localiza el mayor volumen de reserva probada desarrollada de gas asociado con 44.2 y 32.4 por ciento, respectivamente. Mientras

Cuadro 3.7 Clasificación de las reservas probadas 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		
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
2014	Total	4,404.6	1,625.6	545.9	7,042.2	1,635.0	802.4	680.1	3,117.6
	Marina Noreste	4,160.4	90.9	0.0	2,285.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	1.6	541.4	163.5	1,075.0	839.9	0.0	0.0	839.9
	Norte	187.3	138.5	7.5	572.9	74.7	770.0	593.6	1,438.3
	Sur	55.3	854.8	375.0	3,109.3	720.5	32.4	86.5	839.4

* G y C: yacimientos de gas y condensado

que los mayores volúmenes de reservas probadas desarrolladas de gas no asociado se localizan en las regiones Norte, Sur y Marina Noreste con 46.1, 26.9 y 26.9 por ciento respectivamente. En el cuadro 3.7 también se muestra la distribución de la reserva probada desarrollada de gas natural.

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Para enero de 2014 el valor de las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente asciende a 4,643.6 millones de barriles. Dichas reservas están distribuidas en un 29.8 por ciento en la Región Sur, 28.3 por ciento en la Región Marina Noreste, 23.5 por ciento en la Región Marina Suroeste y por último, la Región Norte con 18.4 por ciento. Las reservas pro-

badas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2014 muestran un incremento de 2.1 por ciento con respecto al año anterior. El cuadro 3.8 muestra lo anterior mencionado.

Refiriéndonos al aceite, las reservas probadas no desarrolladas del país al 1 de enero de 2014 se encuentran en 3,235.9 millones de barriles. La Región Marina Noreste cuenta con 37.9 por ciento y la Región Sur con 26.4 por ciento, mientras que las regiones Marina Suroeste y Norte juntas aportan con el 35.7 por ciento restante. Para el gas natural, las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2014 ascienden a 6,388.8 miles de millones de pies cúbicos siendo las regiones Sur y Marina Suroeste las de mayor aporte con 69.9 por ciento, en lo que respecta a la Región Norte su contribución es de 23.5 por ciento y la Región

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
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
2014	Total	3,235.9	68.9	413.7	925.1	4,643.6	6,388.8	5,753.1	4,811.1
	Marina Noreste	1,225.6	14.5	24.3	50.9	1,315.4	425.0	322.8	264.9
	Marina Suroeste	617.5	12.8	140.6	319.7	1,090.5	2,383.3	1,988.1	1,662.8
	Norte	538.6	5.5	61.7	248.8	854.6	1,499.5	1,415.6	1,293.9
	Sur	854.3	36.1	187.1	305.6	1,383.1	2,081.0	2,026.6	1,589.4

Marina Noreste con 6.7 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 es de 5,753.1 y 4,811.1 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.

Desde el punto de vista del tipo de fluido de acuerdo a su densidad, al 1 de enero de 2014, las reservas probadas no desarrolladas de aceite pesado son 1,652.8 millones de barriles, de los cuales 74.0 por ciento de ésta pertenece a la Región Marina Noreste conteniendo la mayoría de éstas. Las reservas probadas no desarrolladas de aceite ligero son de 1,112.1 millones de barriles, de las cuales el 53.8 por ciento,

que representa más de la mitad se encuentran en la Región Sur, el resto se encuentran distribuidos en su mayoría en las regiones Norte y Marina Suroeste que en conjunto aportan un 46.0 por ciento y el 0.2 por ciento restante en la Región Marina Noreste. Para el aceite superligero, se cuenta con una reserva probada no desarrollada de 471.0 millones de barriles, de los cuales la Región Marina Suroeste aporta el 52.7 por ciento del total, la Región Sur el 45.2 por ciento y por último la Región Norte con el 2.1 por ciento restante. La clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo en base a su densidad se muestra en el cuadro 3.9.

Con respecto al gas, las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado alcanzan 3,630.3 miles

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		G y C*	No asociado		
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2014	Total	1,652.8	1,112.1	471.0	3,630.3	1,377.2	1,070.0	311.2	2,758.5
	Marina Noreste	1,223.3	2.3	0.0	410.5	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	103.0	266.2	248.3	588.7	1,204.0	514.9	75.8	1,794.6
	Norte	283.0	245.6	10.0	750.7	5.2	555.2	188.3	748.8
	Sur	43.5	598.0	212.8	1,880.3	168.0	0.0	32.6	200.7

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de millones de pies cúbicos, equivalente al 56.8 por ciento del total. La Región Sur integra la mayor cantidad de estas reservas con el 51.8 por ciento, le sigue la Región Norte con el 20.7 por ciento, la Región Marina Suroeste con el 16.2 por ciento y por último la Región Marina Noreste con el 11.3 por ciento restante. Finalmente, las reservas probadas no desarrolladas de gas no asociado equivale a 2,758.5 miles de millones de pies cúbicos, donde en gran parte los yacimientos de gas y condensado de la Región Marina Suroeste aportan el 65.1 por ciento del total. En menor proporción los yacimientos de gas húmedo y seco de la Región Norte contribuyen con el 27.1 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

Al 1 de enero de 2014 las reservas probables de petróleo crudo equivalente ascienden a 11,377.2 millones de barriles, mostrando una pequeña disminución de 928.7 millones de barriles con respecto al 1 de enero de 2013, es decir un 7.5 por ciento. el 50.9 por ciento de esta reserva es contribuida por la Región Norte, continua la Región Marina Noreste con 25.2 por ciento, la Región Marina Suroeste con 16.4 por ciento y en menor proporción la Región Sur con 7.5 por ciento. Desglosando de acuerdo de acuerdo a los componentes de las reservas probables de petróleo crudo

equivalente, el 68.6 por ciento pertenece al aceite, el 22.2 por ciento al gas seco equivalente a líquido, los líquidos de planta con 8.7 por ciento y finalmente el condensado con el 0.6 por ciento. La evolución 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.

Las reservas probables de aceite al 1 de enero de 2014 ascienden a 7,800.3 millones de barriles de las cuales el 44.1 y 34.5 por ciento se ubican en las regiones Norte y Marina Noreste respectivamente, la Región Marina Suroeste y la Región Sur contribuyen juntas el 21.5 por ciento restante. Para el rubro de gas natural, las reservas probables al 1 de enero de 2014 muestran un valor de 16,715.5 miles de millones de pies cúbicos, la mayor concentración se encuentra en la Región Norte con el 64.7 por ciento del total, mientras que la Región Marina Suroeste integra el 22.8 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.

De acuerdo a su densidad, las reservas probables aceite al 1 de enero de 2014 están constituidas por el 52.7 por ciento son de aceite pesado, el 35.4 por ciento de aceite ligero y el 12.0 por ciento de aceite superligero. Estas reservas están distribuidas a nivel regional con el 64.0 de aceite pesado en la Región

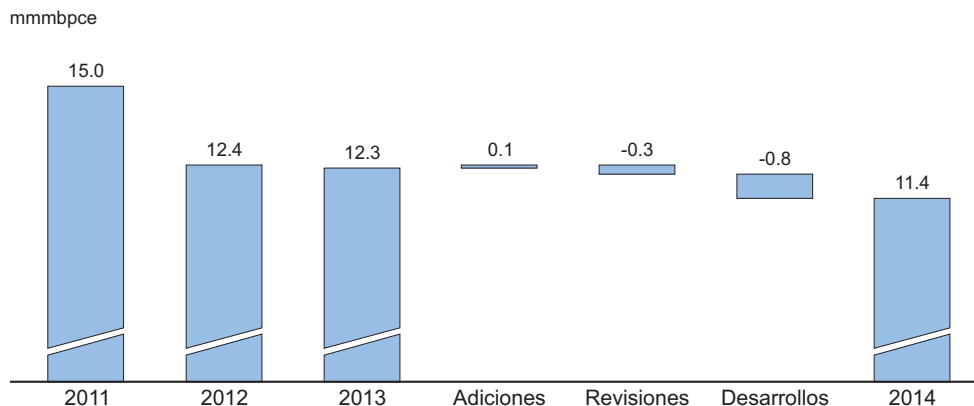


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

Marina Noreste el 27.4 por ciento la Región Norte y el 8.6 por ciento restante las regiones Sur y Marina Suroeste. La mayor cantidad de reservas probables para aceite ligero la Región Norte concentra la mayor cantidad con 69.6 por ciento, mientras que la Región Marina Suroeste contiene el 20.2 por ciento y las regiones Marina Noreste y Sur el 10.2 por ciento. Para las reservas probables de aceite superligero el 41.9 por ciento se ubican en la Región Norte, el 30.1 por ciento en la Región Sur y el 28.0 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 2014, las reservas de gas asociado representan 75.0 por ciento

del total nacional y las reservas de gas no asociado el 25.0 por ciento. La mayor concentración de reservas probables de gas asociado se encuentra en la Región Norte con el 77.7 por ciento. 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 aporta el 67.1 por ciento del total y la Región Norte aporta 25.6 por ciento de estas reservas.

Para el caso de las reservas probables de gas entregado en planta de 15,266.5 miles de millones de pies cúbicos, el 66.9 por ciento pertenece a la Región Norte, el 21.2 por ciento en la Región Marina Suroeste, el 7.5 por ciento en la Región Sur y el 4.3 por ciento en la Región Marina Noreste. Para las reservas probables de gas seco de 13,144.1 miles

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
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
2014	Total	7,800.3	62.9	986.7	2,527.3	11,377.2	16,715.5	15,266.5	13,144.1
	Marina Noreste	2,690.3	19.9	52.1	103.6	2,865.9	884.4	662.8	538.7
	Marina Suroeste	1,112.4	20.5	195.9	536.5	1,865.2	3,814.8	3,233.8	2,790.5
	Norte	3,439.7	5.1	637.6	1,710.8	5,793.2	10,809.4	10,218.6	8,897.7
	Sur	557.9	17.5	101.1	176.4	852.9	1,207.0	1,151.3	917.3

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		
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2014	Total	4,107.4	2,760.8	932.2	12,534.1	1,243.5	2,162.3	775.6	4,181.5
	Marina Noreste	2,627.6	62.7	0.0	882.9	0.0	0.0	1.4	1.4
	Marina Suroeste	295.0	556.6	260.7	1,009.9	1,041.3	1,464.8	298.8	2,804.9
	Norte	1,126.0	1,922.7	391.0	9,740.5	27.5	648.6	392.8	1,068.9
	Sur	58.7	218.7	280.5	900.7	174.7	48.9	82.6	306.2

* G y C: yacimientos de gas y condensado

de millones de pies cúbicos, la distribución a nivel regional es similar a las anteriores.

3.3.3. Reservas posibles

Al 1 de enero de 2014 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país son de 17,342.7 millones de barriles, siendo la Región Norte la que concentra la mayor cantidad de estas, el 60.0 por ciento del total. Mientras que la Región Marina Noreste el 19.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 15.3 por ciento y la Región Sur el 5.7 por ciento restante. En forma desagregada el aceite crudo contribuye con 67.6 por ciento, el gas seco equivalente a líquido con 23.5 por ciento, los líquidos de planta con 8.7 por ciento y el

condensado 0.3 por ciento. Su distribución regional y por tipo de fluido se muestra en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en un volumen de 11,715.4 millones de barriles, concentrándose el 55.8 en la Región Norte y en la Marina Noreste con el 27.1 por ciento principalmente. En relación a las reservas posibles de gas natural se tienen 26,400.7 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales la Región Norte aporta la mayor cantidad con el 67.1 por ciento del total. En el mismo vertiente para las reservas posibles de gas entregado en planta de 24,398.9 miles de millones de pies cúbicos la Región Norte atribuye el volumen más alto al contabilizar el 69.0 por ciento. Lo mismo ocurre para las reservas posibles de gas seco de 21,184.2 miles de millones de

pies cúbicos, la Región Norte integra 69.2 por ciento, como se observa también en el cuadro 3.12.

Las reservas posibles tomando en cuenta su clasificación de acuerdo a su densidad, el aceite pesado contribuyen con 48.1 por ciento, el aceite ligero con 35.8 por ciento y el aceite superligero con 16.1 por ciento, como se observa en el cuadro 3.13. Las regiones Marina Noreste y Norte son las que contienen mayores reservas posibles de aceite pesado con el 56.3 y 35.5 por ciento, respectivamente. El aceite ligero en mayor parte se encuentra en la Región Norte con un 81.4 por ciento del país y para el aceite superligero están distribuidas en las regiones Norte con 59.5 por ciento, Marina Suroeste con 22.4 por ciento y Sur con 18.1 por ciento. Las reservas posibles de gas asociado representan el 70.3 por ciento del total nacional

y las reservas posibles de gas no asociado el 29.7 por ciento. Las reservas posibles de gas asociado se concentran en su mayoría en yacimientos de aceite y gas disuelto existentes en la Región Norte que contribuye con el 84.6 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 67.3 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.

En comparación al 1 de enero de 2013 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente calculadas para el 1 de enero de 2014 muestran un decremento de 1,013.1 millones de barriles, lo que representa el 5.5 por ciento. Siendo las actividades de revisión

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
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
2014	Total	11,715.4	45.6	1,508.6	4,073.2	17,342.7	26,400.7	24,398.9	21,184.2
	Marina Noreste	3,173.3	12.2	34.2	75.9	3,295.6	683.7	476.3	394.8
	Marina Suroeste	1,376.5	24.9	298.0	958.5	2,657.9	6,485.1	5,659.5	4,985.2
	Norte	6,534.4	3.9	1,047.5	2,819.3	10,405.1	17,716.7	16,825.9	14,663.1
	Sur	631.2	4.6	129.0	219.4	984.1	1,515.2	1,437.2	1,141.1

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			Total
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
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
2014	Total	5,636.3	4,190.6	1,888.5	18,561.5	2,419.3	3,444.1	1,975.8	7,839.2
	Marina Noreste	3,173.3	0.0	0.0	641.8	0.0	0.0	41.9	41.9
	Marina Suroeste	347.4	605.6	423.5	1,212.9	1,916.7	2,121.1	1,234.5	5,272.2
	Norte	1,998.8	3,412.7	1,122.9	15,696.3	99.3	1,308.1	612.9	2,020.4
	Sur	116.8	172.3	342.1	1,010.5	403.4	14.9	86.5	504.7

* G y C: yacimientos de gas y condensado

del comportamiento de presión o actualización de modelos sísmico-sedimentológico y exploración-delimitación las que redujeron la reserva con -626.3 y -1,482.8 millones de barriles de petróleo crudo

equivalente. La figura 3.9 muestra 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 2014.

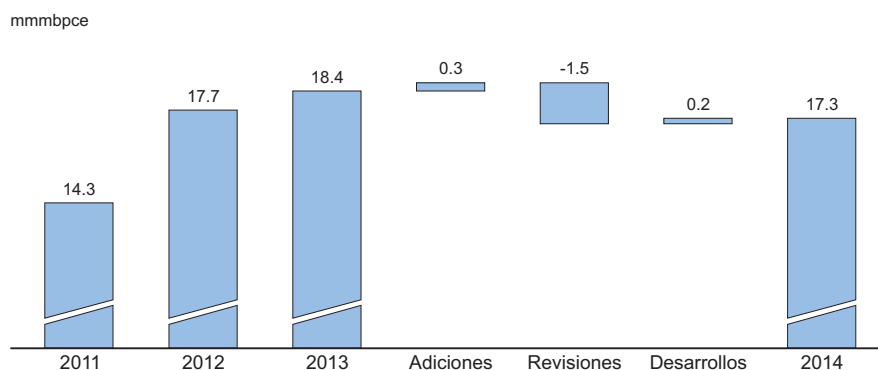


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.