

Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2011

Las estrategias de explotación documentadas en los proyectos de inversión permiten 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. Estas actividades modifican el comportamiento de los yacimientos existentes en cada uno de los campos del país, que aunado a los resultados de la actividad exploratoria y la producción de los pozos en explotación, contribuyen a las variaciones de los volúmenes de hidrocarburos 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 2011.

Es importante mencionar que la evaluación y clasificación de reservas utilizada por Pemex Exploración y Producción 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 y para las categorías de reservas probables y posibles se emplearon los criterios de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y los del *World Petroleum Council* (WPC), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE).

La variación de las reservas de hidrocarburos durante el año 2010 presentada en este capítulo se puede explicar, en primera instancia, desde una perspectiva global, mostrando la distribución de las reservas por categoría de cada región productiva del país. Asimismo, para cada una de ellas se presenta su evolución histórica durante los últimos años, así como, su com-

posición por tipo de fluido, calidad del aceite y origen del gas, es decir si es asociado o no asociado.

Además de las estadísticas de reservas se describen las trayectorias de los precios de aceite y gas y la evolución en la eficiencia en el manejo de gas y en la recuperación de líquidos. Estos aspectos son vitales para el cálculo del gas que será entregado en plantas, y en la estimación del petróleo crudo equivalente.

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

3.1 Precio de los hidrocarburos

Los precios de hidrocarburos son un elemento importante en la estimación del valor de las reservas de hidrocarburos o en la rentabilidad de los proyectos de inversión asociados a éstas, dado que generan los ingresos al ser multiplicados por el perfil de producción. Asimismo, aunados a las inversiones de desarrollo y a los costos de operación y mantenimiento se determina el límite económico de las propuestas de explotación en las diferentes categorías de reservas, es decir, se determina el punto donde se igualan los ingresos y los egresos.

La evolución histórica de los precios de la mezcla mexicana de aceite crudo muestra un valor máximo de aproximadamente 120 dólares por barril a mediados de 2008, para posteriormente alcanzar su

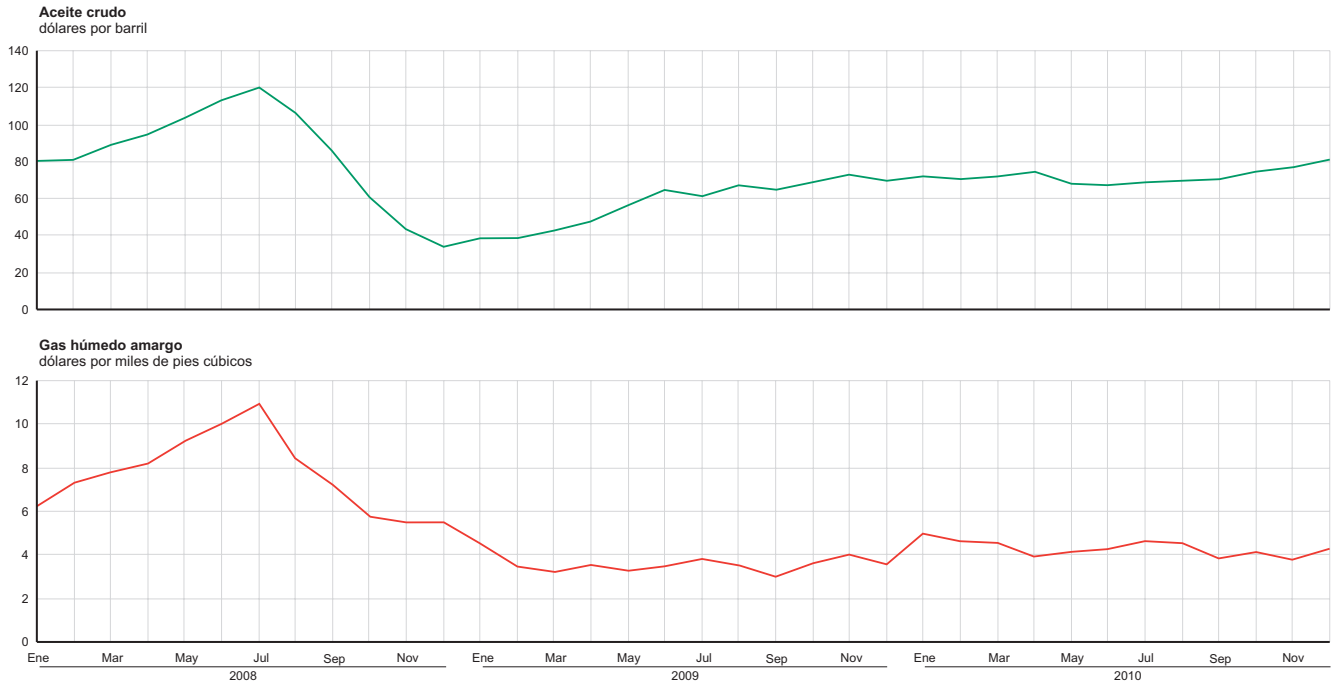


Figura 3.1 Evolución histórica de los precios durante los tres últimos años de la mezcla mexicana de aceite crudo y de gas húmedo amargo.

valor mínimo por alrededor de 33 dólares por barril a finales del mismo año. De ahí en adelante comenzó a incrementar su valor hasta llegar a más de los 80 dólares por barril a finales del 2010. Para el caso del gas húmedo amargo su comportamiento es similar a la mezcla mexicana de aceite en el 2008 al subir el precio a 11 dólares por cada mil pies cúbicos y disminuir rápidamente a menos de 5 dólares. Sin embargo, en el año 2009 continuó decreciendo hasta llegar a los 3 dólares por cada mil pies cúbicos, en el 2010 se ha mantenido relativamente estable con un valor promedio a los 4 dólares por cada mil pies cúbicos. La variación de los precios de venta de la mezcla mexicana de aceite crudo y del gas húmedo amargo durante los tres últimos años se muestra en la figura 3.1.

3.2 Petróleo crudo equivalente

El petróleo crudo equivalente se compone de aceite crudo, condensados, líquidos de planta, y el gas seco transformado a líquido. Para la estimación de estos

elementos se considera el manejo y distribución del gas en las instalaciones de las diferentes regiones que componen el sistema petrolero nacional y se aplican en cada periodo de análisis. 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. Es importante mencionar que el gas seco en su equivalente a líquido 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.

Dado que la forma de representar el inventario de todos los hidrocarburos es el petróleo crudo equivalente, en este capítulo se muestran los valores de las reservas en petróleo crudo equivalente y los elementos que lo integran.

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

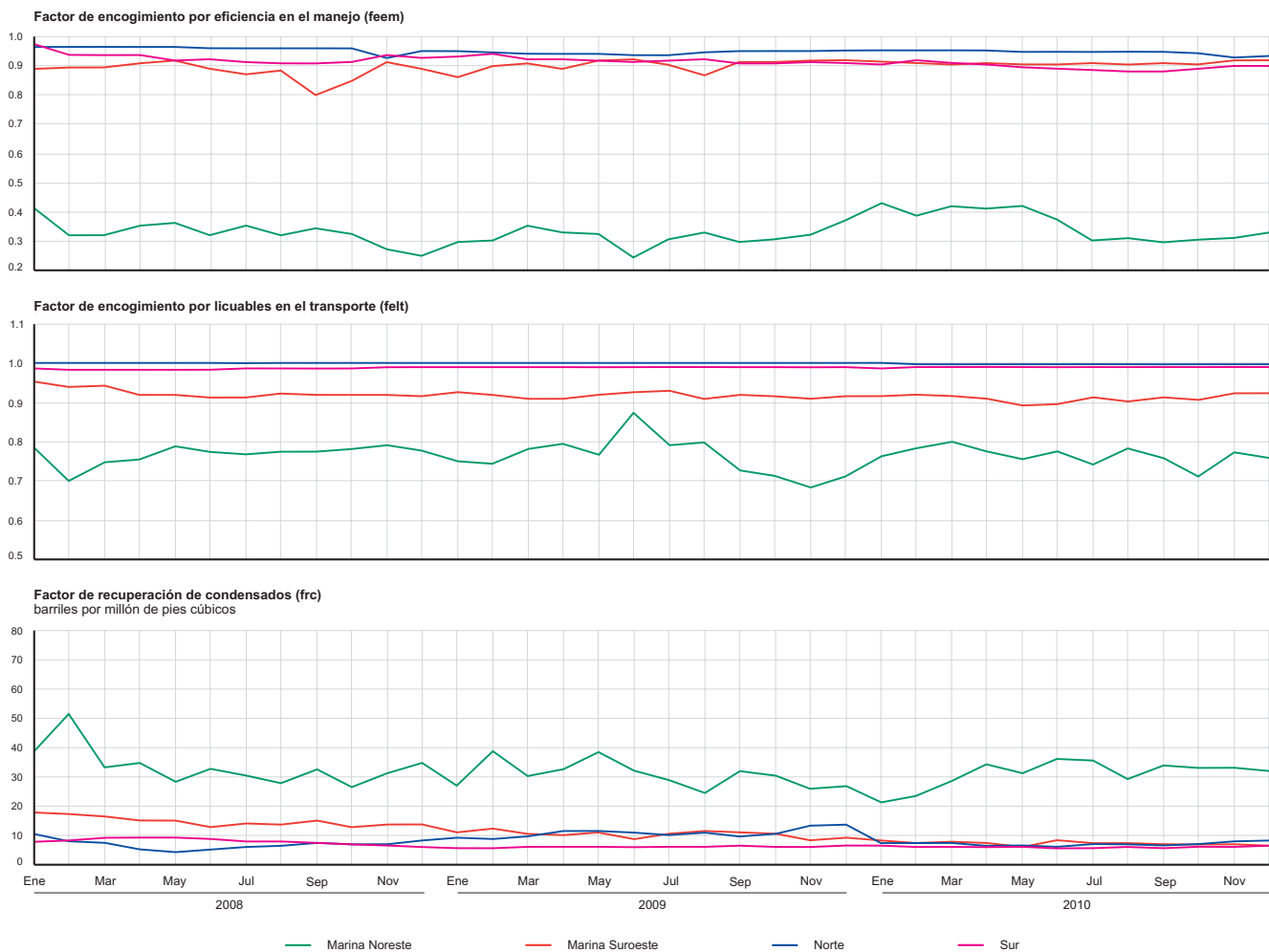


Figura 3.2 Factores de encogimiento y recuperación de condensados, por región, del sistema petrolero nacional.

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 líquidos en el transporte, *frc*, relaciona al condensado obtenido con el gas enviado a planta.

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

La evolución del aprovechamiento del gas natural en los tres últimos años se muestra en la figura 3.2 por medio del factor de encogimiento por eficiencia en el manejo, *feem*. Así, para las regiones Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur el comportamiento de este factor se mantiene sin variaciones importantes debido a un programa de mantenimiento de módulos de compresión que permite tener continuidad operativa de los mismos. Sin embargo, en la Región Marina Noreste se tiene un incremento en este factor en el primer semestre de 2010 ocasionado por la disminución de la producción de gas de la zona de transición y por ende una reducción en la quema del mismo.

En lo que respecta al factor de encogimiento por licuables, *felt*, las regiones Norte y Sur no se presentan variaciones importantes en su comportamiento durante los últimos tres años. En la Región Marina Noreste se tienen pequeñas variaciones en forma mensual, pero en promedio anual se mantienen en la misma proporción. Para la Región Marina Suroeste se tiene un ligero decremento en el año 2010 ocasionado por la redistribución de las corrientes de gas, como se observa también en la figura 3.2.

El factor de recuperación de condensados, *frc*, en la Región Norte se mantiene constante durante el año 2010 alcanzando valores similares al 2008, sin embargo, con relación al 2009 se tiene un ligero decremento. En la Región Sur prácticamente el factor de recuperación de condensados se mantiene constante desde finales de 2008. En la caso de la Región Marina Noreste, se siguen teniendo pequeñas fluctuaciones en el factor de recuperación de condensados a lo largo del periodo, pero el promedio anual mantiene un valor similar. La Región Marina Suroeste continúa con su decremento gradual que ha venido registrando desde el 2008.

3.2.2 Comportamiento del gas en los complejos procesadores

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

gas en estos procesos se expresan cuantitativamente mediante dos factores, el factor de encogimiento por impurezas, *fei*, que considera el efecto de retirar los compuestos que no son hidrocarburos del gas, y el factor de encogimiento por licuables en planta, *fel_p*, que contempla el efecto de la separación de los hidrocarburos licuables del gas húmedo. De esta forma, los líquidos obtenidos se relacionan al gas húmedo mediante el factor de recuperación de líquidos en planta, *fr_{lp}*.

El comportamiento de estos factores se actualiza mensualmente con la información de operación de cada uno de los complejos procesadores mencionados anteriormente, como se muestra en la figura 3.3. El factor de encogimiento por impurezas en los complejos procesadores de gas no presenta variaciones

importantes con respecto al valor inicial de 2010, sin embargo, los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex continúan trabajando por debajo del 95.0 por ciento de eficiencia, es decir, continúan procesando gas amargo con alto contenido de impurezas. El comportamiento del factor de encogimiento por licuables se mantiene estable en todos los complejos procesadores, como se observa en la figura 3.3, el CPG Reynosa continúa fuera de operación por mantenimiento desde abril de 2009.

En lo referente al factor de recuperación de líquidos en planta, la mayor variabilidad se tenía en el CPG Poza Rica, sin embargo, en el año 2010 se ha mantenido más estable. Los complejos procesadores restantes muestran pequeñas diferencias en 2010, como se presenta en la parte inferior de la misma figura.

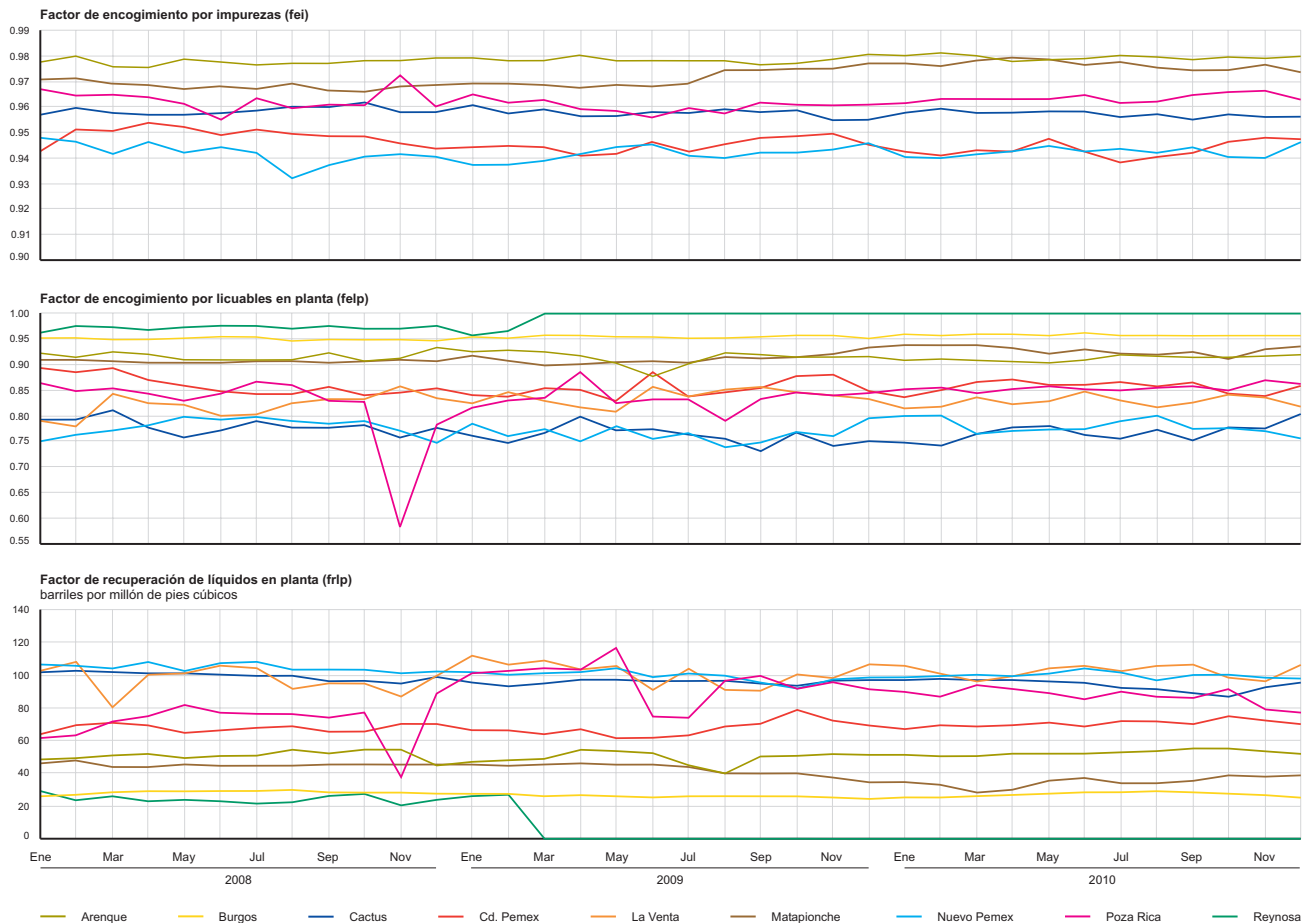


Figura 3.3 Factores de encogimiento y recuperación de líquidos en los centros procesadores de gas en donde se entrega el gas natural de los yacimientos del país.

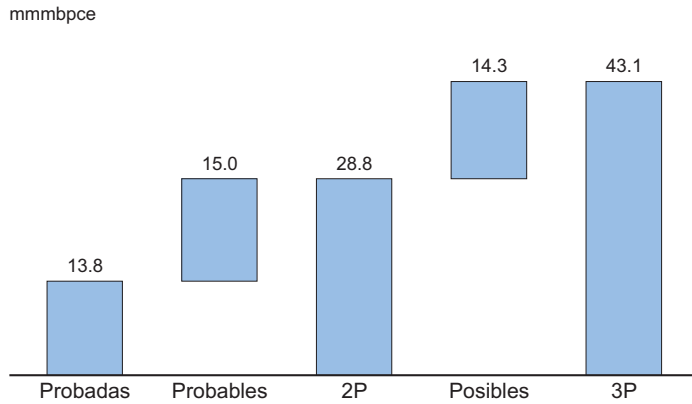


Figura 3.4 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.

3.3 Reservas remanentes totales

Al 1 de enero de 2011 las reservas totales del país, también denominadas 3P, ascienden a 43,073.6 mi-

llones de barriles de petróleo crudo equivalente, correspondientes al 32.0 por ciento de reservas probadas, 34.9 por ciento de reservas probables y 33.1 por ciento de reservas posibles. En la figura 3.4 se muestra la integración de las reservas en sus diferentes categorías.

En el cuadro 3.1 se muestra la distribución por tipo de fluido de las reservas totales de petróleo crudo equivalente para el 2011, donde a nivel nacional tenemos que el aceite crudo contribuye con 70.9 por ciento, el condensado con 0.7 por ciento, líquidos de planta 8.3 por ciento y el restante 20.1 por ciento para el gas seco equivalente a líquido. Asimismo, este cuadro muestra la distribución regional de las reservas totales de petróleo crudo equivalente, donde la Región Norte contribuye con

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	31,211.6	879.0	3,574.7	8,817.4	44,482.7	61,358.5	54,288.1	45,858.8
	Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7	5,382.7	3,384.8	2,709.7
	Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9	8,269.3	7,602.0	6,566.2
	Norte	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0	37,546.1	33,741.6	29,193.0
	Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1	10,160.4	9,559.6	7,389.9
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
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

43.8 por ciento, la Región Marina Noreste con 28.0 por ciento, la Región Sur 13.4 por ciento y la Región Marina Suroeste con 14.8 por ciento.

Las reservas totales de aceite crudo al 1 de enero de 2011, ascienden a 30,559.8 millones de barriles y las reservas totales de gas natural a 61,274.9 miles de millones de pies cúbicos. Además, las reservas totales de gas a entregar en planta equivalen a 54,370.8 miles de millones de pies cúbicos. En el cuadro 3.1, además de presentar esta información, se muestra su evolución histórica.

De acuerdo a su densidad el aceite crudo se clasifica en aceite pesado que participa con el 51.6 por ciento, en aceite ligero con 34.5 por ciento y el aceite

superligero con 13.9 por ciento, como se muestra en el cuadro 3.2. La mayor concentración de reservas totales de aceite pesado se encuentra en la Región Marina Noreste con 70.3 por ciento del total nacional, mientras que la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.3 por ciento, el aceite superligero se encuentra distribuido en las regiones Marina Suroeste, Norte y Sur con 29.3, 39.7 y 31.0 por ciento, respectivamente.

Las reservas de gas natural se clasifican en gas asociado que proviene de los yacimientos de aceite que aportan la mayor cantidad de reservas con 70.7 por ciento del total, y de gas no asociado, obtenido de los yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco contribuyendo con el 29.3 restante. De

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		No asociado			
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9	46,067.0	4,157.2	5,922.3	5,212.1	15,291.6
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0	5,325.0	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3	3,163.0	1,734.3	2,010.6	1,361.4	5,106.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5	30,594.1	88.8	3,795.9	3,067.4	6,952.0
	Sur	323.5	2,612.5	865.0	6,984.9	2,334.1	115.8	725.6	3,175.5
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5	44,710.0	5,052.5	5,545.8	5,065.9	15,664.3
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2	44,046.7	7,351.1	5,281.9	4,556.4	17,189.4
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

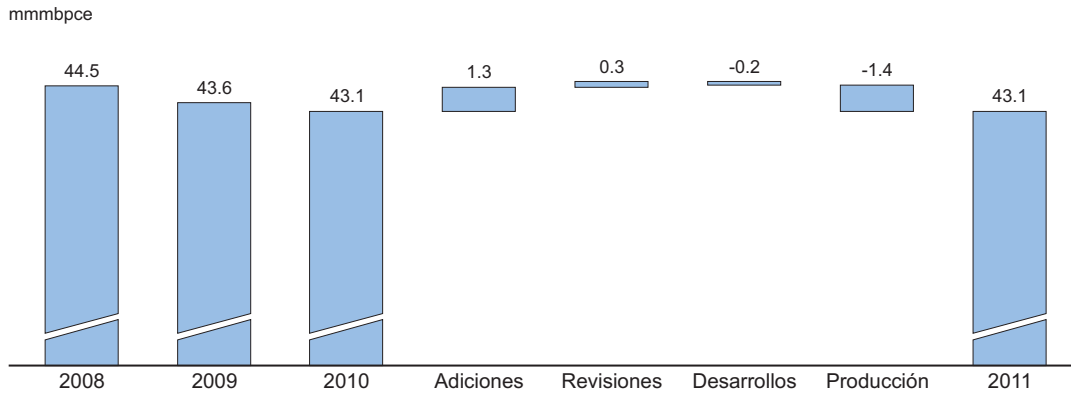


Figura 3.5 Evolución histórica de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país.

los 43,294.9 miles de millones de pies cúbicos de reservas totales de gas asociado, la mayor cantidad se ubica en los yacimientos de aceite de la Región Norte con 66.9 por ciento. En lo que respecta a las reservas de gas no asociado de 17,980.0 miles de millones de pies cúbicos, el 57.4 por ciento se concentra en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y condensado, cuadro 3.2.

La figura 3.5 muestra la evolución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país en los últimos tres años, así como, los principales elementos que generan variaciones en el valor de las reservas en el último año. Podemos observar que aún cuando la producción fue 1,384.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente durante 2010, las reservas totales de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 se mantuvieron en un valor similar al del año pasado, mostrando una diferencia de tan sólo 1.1 millones de barriles de petróleo. Para compensar la producción de 2010 las adiciones por exploración incluyendo delimitación aportaron 1,293.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las revisiones incrementaron 304.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y el desarrollo generó decrementos por 214.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que finalmente permitieron alcanzar una tasa de restitución integrada 3P de 99.9 por ciento. Es importante mencionar que la incorporación por yacimientos nuevos alcanzo un valor de reservas totales de 1,437.8 millones de barriles de petróleo

crudo equivalente restituyendo más del 100 por ciento la producción de 2010.

Por otro lado, la relación reserva-producción que resulta de dividir la reserva al 1 de enero de 2011 entre la producción del año 2010, es de 31.1 años considerando las reservas totales o 3P de petróleo crudo equivalente. Para el agregado de reservas probadas más probables (2P) de 20.8 años y para las reservas probadas de 10.0 años. Este indicador supone producción constante, es decir, sin declinación, precios de hidrocarburos y costos de operación y transporte constantes y sin incorporación de reservas por exploración y desarrollo en el futuro.

3.3.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas del país al 1 de enero de 2011 reportan 13,796.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En términos regionales, la Región Marina Noreste aporta el 45.5 por ciento, la Región Sur con 29.0 por ciento, le sigue la Región Marina Suroeste con 15.1 por ciento y finalmente la Región Norte con el restante 10.4 por ciento, cuadro 3.3. Asimismo, se muestran las reservas probadas por tipo de fluido, donde el aceite crudo representa el 73.7 por ciento, el gas seco equivalente a líquido el 17.4 por ciento, mientras que los líquidos de planta y condensados alcanzan el 7.5 y 1.4 por ciento, respectivamente. Al igual que en años anteriores, las reservas probadas

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	10,501.2	559.6	1,125.7	2,530.7	14,717.2	18,076.7	15,829.7	13,161.8
	Marina Noreste	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6	3,635.6	2,369.3	1,891.2
	Marina Suroeste	994.9	61.2	176.7	397.3	1,630.1	2,787.4	2,478.7	2,066.4
	Norte	840.7	8.2	102.4	770.2	1,721.5	4,479.7	4,223.3	4,005.7
	Sur	2,612.8	82.8	645.9	999.5	4,341.1	7,174.0	6,758.5	5,198.5
2009	Total	10,404.2	378.4	1,082.9	2,442.3	14,307.7	17,649.5	15,475.2	12,702.0
	Marina Noreste	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Marina Suroeste	1,176.0	38.0	221.2	458.8	1,893.9	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Norte	828.7	8.0	105.5	710.1	1,652.4	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Sur	2,480.2	76.3	573.1	919.5	4,049.1	6,602.1	6,242.2	4,782.2
2010	Total	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	13,992.1	16,814.6	14,824.2	11,966.1
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0
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

de hidrocarburos se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos.

Al 1 de enero de 2011 las reservas probadas de aceite crudo del país asciende a 10,161.0 millones de barriles, mientras que las reservas probadas de gas natural del país alcanzan 17,316.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas de gas a entregar en planta se ubicaron en 15,388.8 miles de millones de pies cúbicos y las reservas probadas de gas seco ascienden a 12,494.2 miles de millones de pies cúbicos, como se observa en el cuadro 3.3.

El cuadro 3.4 muestra las reservas probadas de aceite crudo, clasificadas de acuerdo a su densidad como aceite pesado, ligero y superligero. En el mismo cua-

dro se observan las reservas de gas natural clasificadas de acuerdo con su asociación con el aceite como gas asociado y no asociado. Así, las reservas de aceite pesado contribuyen con el 60.5 por ciento, el aceite ligero aporta el 28.9 por ciento y el superligero con 10.6 por ciento del total nacional. La Región Marina Noreste contiene la mayor cantidad de las reservas probadas de aceite pesado con 91.6 por ciento del total, de igual manera la Región Sur tiene 59.3 por ciento de las reservas de aceite ligero y el 68.3 por ciento de las reservas de aceite superligero.

Asimismo, el cuadro 3.4 presenta la clasificación del gas natural con su asociación con el aceite, las reservas de gas asociado representan 62.4 por ciento del total, en tanto que las reservas de gas no asociado alcanzan 37.6 por ciento. Las regiones con mayor aportación

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		
2008	Total	6,545.7	3,258.7	696.9	11,793.2	2,042.2	1,844.8	2,396.5	6,283.5
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0	3,622.1	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6	1,385.0	886.0	308.5	207.9	1,402.5
	Norte	357.6	473.9	9.2	1,235.2	35.9	1,435.0	1,773.5	3,244.5
	Sur	50.9	2,078.8	483.1	5,550.9	1,120.2	101.3	401.6	1,623.1
2009	Total	6,381.4	3,237.6	785.2	11,473.1	2,335.7	1,734.5	2,106.1	6,176.4
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0	3,352.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9	1,616.0	1,330.7	308.6	207.7	1,846.9
	Norte	342.4	468.5	17.8	1,282.0	34.9	1,319.3	1,582.5	2,936.7
	Sur	49.5	1,910.2	520.5	5,222.8	970.2	106.7	302.5	1,379.3
2010	Total	6,482.5	3,021.7	915.3	10,719.5	2,498.2	1,581.4	2,015.5	6,095.1
	Marina Noreste	6,039.2	51.8	0.0	2,858.3	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	766.4	290.1	1,618.1	1,529.5	308.6	137.4	1,975.6
	Norte	276.3	321.3	16.0	1,009.8	36.4	1,198.0	1,622.6	2,857.0
	Sur	53.8	1,882.2	609.2	5,233.3	932.3	74.7	241.0	1,248.0
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

en las reservas de gas asociado son la Sur y Marina Noreste con una aportación de 47.8 y 28.4 por ciento, respectivamente. Asimismo, la mayor contribución de las reservas de gas no asociado se ubica en la Región

Norte con 43.7 por ciento ubicadas principalmente en yacimientos de gas húmedo y seco. La Región Marina Suroeste contribuye con 39.6 por ciento con yacimientos de gas y condensado.

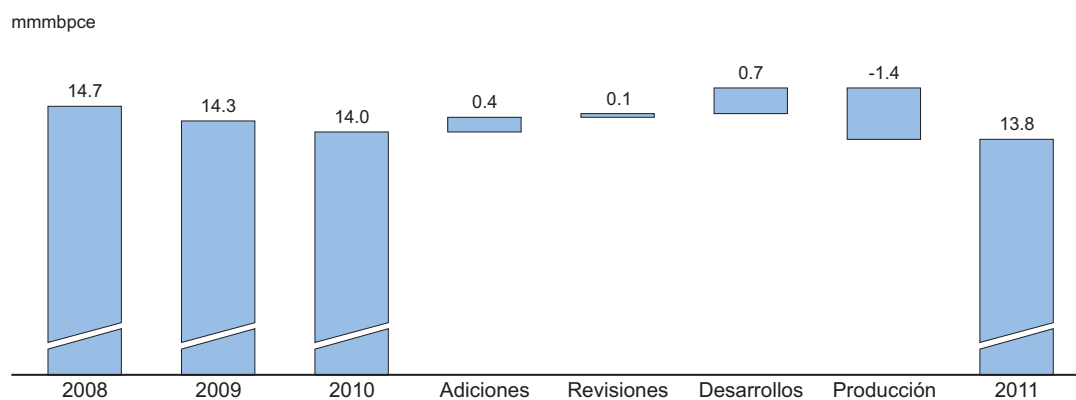


Figura 3.6 Evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país.

El comportamiento histórico de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del país y los elementos que componen la diferencia entre un año y otro se muestran en la figura 3.6. Durante 2010 las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y revisión de campos aportaron 1,188.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente lo que permitió alcanzar una tasa de restitución de reservas 1P del 85.8 por ciento de la producción extraída en 2010 de 1,384.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con esto, se tuvo un decremento de 196.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas con respecto al año anterior.

Las reservas probadas de petróleo crudo equivalente se subdividen en probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas. De esta forma, al 1 de enero de 2011 las reservas desarrolladas aportan 67.6 por ciento del total nacional, y las no desarrolladas 32.4 por ciento complementario, como se presenta en la figura 3.7.

En el contexto internacional, México continúa ocupando el décimo séptimo lugar en cuanto a reservas probadas, incluyendo aceite, condensado y líquidos

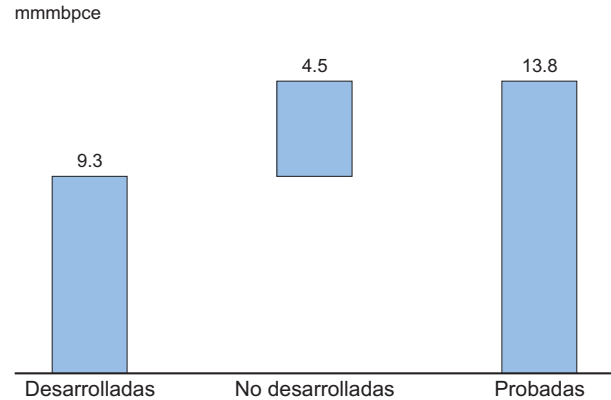


Figura 3.7 Clasificación de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.

de planta. En relación al gas seco, México escaló a la posición 35 en 2010. 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 2011, las reservas probadas desarrolladas son 9,319.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, siendo la Región Marina Noreste

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

Posición	País	Crudo ^a mmb	Posición	País	Gas seco mmpc
1	Arabia Saudita	260,100	1	Rusia	1,680,000
2	Venezuela	211,170	2	Irán	1,045,670
3	Canadá	175,214	3	Qatar	895,800
4	Irán	137,010	4	Arabia Saudita	275,200
5	Irak	115,000	5	Turkmenistán	265,000
6	Kuwait	101,500	6	Estados Unidos de América	244,656
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Emiratos Arabes Unidos	227,900
8	Rusia	60,000	8	Nigeria	186,880
9	Libia	46,420	9	Venezuela	178,860
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Irak	111,940
12	Qatar	25,380	12	Australia	110,000
13	China	20,350	13	China	107,000
14	Estados Unidos de América	19,121	14	Indonesia	106,000
15	Brasil	12,857	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	México	11,394	35	México	12,494

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 6, 2010

a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

la de mayor volumen con 51.3 por ciento del total, le sigue la Región Sur con 30.1 por ciento y las regiones Marina Suroeste y Norte con el 18.6 por ciento, restante, como se muestra en el cuadro 3.6. Considerando el tipo de fluido, las reservas probadas desarrolladas de aceite representan el 75.3 por ciento, el gas seco equivalente a líquido el 16.4 por ciento, mientras que los líquidos de planta y condensados alcanzan el 6.9 y 1.4 por ciento, respectivamente. Con relación al año anterior las reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo equivalente muestran un decremento de 3.2 por ciento. Asimismo, las actividades por exploración y delimitación (adiciones), desarrollos y revisiones, sumaron 1,078.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que restituyeron el 77.9 por ciento de la producción de 1,384.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite al 1 de enero de 2011 equivalen a 7,016.9 millones de barriles, donde las regiones Marina Noreste y Sur contienen la mayor cantidad con 61.0 y 25.8 por ciento del total, respectivamente. Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 1 de enero de 2011 ascienden a 11,007.5 miles de millones de pies cúbicos, la Región Sur contiene el 39.4 por ciento, la Región Norte el 25.1 por ciento y las regiones marinas el 35.5 por ciento restante. Las reservas de gas a entregar en planta alcanzaron 9,742.8 miles de millones de pies cúbicos y las reservas de gas seco suma 7,941.1 miles de millones de pies cúbicos, como se muestra en el cuadro 3.6.

Con relación a la clasificación del aceite, las reservas probadas desarrolladas de aceite pesado participan

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	7,450.3	319.7	665.8	1,569.5	10,005.3	11,027.8	9,735.6	8,162.9
	Marina Noreste	4,773.3	238.9	130.2	234.2	5,376.7	2,245.3	1,528.2	1,218.1
	Marina Suroeste	533.1	30.8	88.5	165.2	817.8	1,227.5	1,065.1	859.4
	Norte	303.1	6.2	44.8	540.3	894.4	3,058.1	2,898.5	2,809.8
	Sur	1,840.7	43.7	402.3	629.8	2,916.5	4,497.0	4,243.8	3,275.6
2009	Total	7,638.3	297.8	682.4	1,577.8	10,196.3	11,450.0	9,954.5	8,206.1
	Marina Noreste	4,837.5	229.2	164.3	315.4	5,546.4	2,892.0	2,087.0	1,640.5
	Marina Suroeste	673.7	20.4	112.2	198.5	1,004.8	1,604.6	1,330.6	1,032.4
	Norte	407.8	6.0	60.3	494.9	969.0	2,890.5	2,701.4	2,573.9
	Sur	1,719.4	42.2	345.6	569.0	2,676.1	4,062.8	3,835.6	2,959.3
2010	Total	7,364.2	189.8	613.3	1,458.5	9,625.9	10,629.0	9,315.3	7,585.7
	Marina Noreste	4,658.6	130.9	128.8	249.8	5,168.1	2,301.9	1,683.8	1,299.3
	Marina Suroeste	647.8	16.7	108.0	197.5	970.0	1,614.5	1,345.9	1,027.3
	Norte	275.0	7.8	42.9	461.5	787.1	2,683.9	2,482.8	2,400.2
	Sur	1,782.9	34.4	333.6	549.7	2,700.7	4,028.7	3,802.8	2,858.9
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

con el 63.8 por ciento del total nacional, las reservas probadas desarrolladas de aceite ligero engloban el 27.3 por ciento y las reservas probadas desarrolladas de aceite superligero cuantifican el 8.9 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 95.3 por ciento del aceite pesado, la Región Sur tiene 64.2 por ciento del aceite ligero y 86.7 por ciento del aceite superligero. En el cuadro 3.7 se presenta la clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo de acuerdo a su densidad.

La clasificación de las reservas probadas desarrolladas de gas natural por su asociación con el aceite crudo en el yacimiento se muestra en el cuadro 3.7. Así, al 1 de enero de 2011 las reservas probadas desarrolladas de gas asociado aportan el 67.3 por ciento

del gas natural, en tanto que las reservas probadas desarrolladas de gas no asociado cuantifican el 32.7 por ciento. La mayor parte de las reservas probadas desarrolladas de gas asociado se ubican en la Región Sur y en la Región Marina Noreste, con 45.1 y 34.3 por ciento, respectivamente.

En lo referente a las reservas probadas desarrolladas de gas no asociado, principalmente, los yacimientos de gas seco y gas húmedo de la Región Norte aportan 62.9 por ciento del total nacional. La Región Sur por su parte aporta 27.7 por ciento, la mayor parte proveniente de yacimientos de gas y condensado, y el porcentaje restante de estas reservas lo explica la Región Marina Suroeste con 9.5 por ciento relacionado con yacimientos de gas y condensado.

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*	Gas húmedo	Gas seco	
		mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc
2008	Total	4,909.8	2,095.6	444.9	6,745.4	1,310.7	1,152.3	1,819.5	4,282.4
	Marina Noreste	4,749.6	23.7	0.0	2,245.3	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	437.3	95.8	956.5	271.0	0.0	0.0	271.0
	Norte	132.1	170.5	0.5	458.4	10.6	1,053.6	1,535.5	2,599.7
	Sur	28.2	1,464.0	348.6	3,085.2	1,029.1	98.7	284.0	1,411.8
2009	Total	5,046.5	2,064.8	527.0	7,720.4	1,173.1	1,070.2	1,486.3	3,729.6
	Marina Noreste	4,820.8	16.7	0.0	2,892.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.8	145.8	1,218.6	386.0	0.0	0.0	386.0
	Norte	208.2	196.7	3.0	681.1	10.7	967.8	1,230.9	2,209.4
	Sur	17.6	1,323.5	378.2	2,928.6	776.4	102.4	255.4	1,134.2
2010	Total	4,814.3	1,986.5	563.4	6,841.1	1,255.8	1,011.9	1,520.2	3,787.9
	Marina Noreste	4,645.2	13.4	0.0	2,301.9	0.0	0.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	523.6	124.2	1,161.7	452.8	0.0	0.0	452.8
	Norte	144.4	130.5	0.0	439.1	0.0	941.4	1,303.4	2,244.9
	Sur	24.7	1,319.0	439.2	2,938.5	803.0	70.4	216.8	1,090.2
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

3.3.1.2 Reservas probadas no desarrolladas

Las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 reportan 4,476.2 millones de barriles, donde la Región Marina Noreste contribuye con 33.6 por ciento del total, la Región Sur con 26.7 por ciento, le sigue la Región Marina Suroeste con 26.8 por ciento y finalmente la Región Norte con 12.9 por ciento, como se muestra en el cuadro 3.8.

De acuerdo con el tipo de fluido, las reservas probadas no desarrolladas de aceite explican el 70.2 por ciento, las de gas seco equivalente a líquido el 19.6 por ciento, las de líquidos de planta el 8.7 por ciento y las de condensado complementan el total con 1.5 por ciento. De esta forma, con relación al año anterior

las reservas probadas no desarrolladas de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2011 muestran un incremento de 2.5 por ciento.

Respecto a las reservas probadas no desarrolladas de aceite 1 de enero de 2011 se estiman 3,144.1 millones de barriles. Las regiones Marinas Noreste y Suroeste aportan el 65.3 por ciento y las regiones Norte y Sur el 34.7 por ciento del total. Para el gas natural las reservas probadas no desarrolladas al 1 de enero de 2011 suman 6,308.7 miles de millones de pies cúbicos, como se observa en el cuadro 3.8. La Región Marina Suroeste contiene el mayor volumen de reservas con 42.8 por ciento del total, ocasionado principalmente por la incorporación y reclasificación de reservas. Las reservas probadas no desarrolladas de gas a entregar en planta asciende a 5,646.0 miles

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	3,050.9	239.9	459.9	961.2	4,711.9	7,048.9	6,094.1	4,998.9
	Marina Noreste	1,279.5	168.5	70.5	129.4	1,647.9	1,390.2	841.1	673.1
	Marina Suroeste	461.8	30.3	88.2	232.1	812.3	1,560.0	1,413.5	1,207.0
	Norte	537.6	2.0	57.6	229.9	827.1	1,421.6	1,324.8	1,195.9
	Sur	772.1	39.1	243.6	369.7	1,424.5	2,677.1	2,514.7	1,922.9
2009	Total	2,765.9	80.6	400.5	864.4	4,111.4	6,199.5	5,520.7	4,495.9
	Marina Noreste	1,081.8	26.9	18.7	38.4	1,165.8	473.7	250.7	199.9
	Marina Suroeste	502.3	17.5	109.1	260.3	889.2	1,858.2	1,642.4	1,353.6
	Norte	420.9	2.0	45.2	215.2	683.4	1,328.2	1,221.0	1,119.4
	Sur	760.9	34.1	227.5	350.5	1,373.0	2,539.3	2,406.6	1,822.9
2010	Total	3,055.4	66.7	401.9	842.2	4,366.2	6,185.5	5,508.9	4,380.5
	Marina Noreste	1,432.4	24.6	28.5	58.1	1,543.7	570.8	387.4	302.2
	Marina Suroeste	522.0	13.1	117.9	268.9	921.8	1,979.3	1,733.5	1,398.3
	Norte	338.6	2.0	40.7	184.0	565.2	1,182.9	1,047.3	956.8
	Sur	762.4	27.0	214.8	331.3	1,335.5	2,452.6	2,340.6	1,723.1
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

de millones de pies cúbicos y las de gas seco suman 4,553.1 miles de millones de pies cúbicos. La Región Marina Suroeste contiene los volúmenes más altos de reservas en estas dos clasificaciones.

Para la clasificación de reservas probadas no desarrolladas de aceite pesado la Región Marina Noreste contiene la mayor proporción al contabilizar el 81.9 por ciento del total, las regiones restantes contribuyen con el 18.1 por ciento. Con respecto a las reservas probadas no desarrolladas de aceite ligero las regiones Sur y Marina Suroeste presentan el 50.2 y 28.5 por ciento, respectivamente. Asimismo, para las reservas probadas no desarrolladas de aceite superligero la Región Sur concentra 42.8 por ciento y la Marina Suroeste 55.3 por ciento. En el cuadro 3.9

se presenta la clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo de acuerdo a su densidad.

De igual manera, par las reservas probadas no desarrolladas de gas natural clasificadas por su asociación con el aceite crudo se muestran en el cuadro 3.9. Así, al 1 de enero de 2011, las reservas probadas no desarrolladas de gas asociado contribuyen con 53.9 por ciento y las reservas de gas no asociado con 46.1 por ciento. Para la primera clasificación, la Región Sur participa con el 53.5 por ciento y las regiones restantes en una proporción de más menos 15.0 por ciento cada una. Para la segunda clasificación, es decir, en términos de gas no asociado, la Región Marina Suroeste concentra el 76.9 por ciento en sus yacimientos de

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		
2008	Total	1,635.9	1,163.1	252.0	5,047.8	731.5	692.5	577.0	2,001.0
	Marina Noreste	1,266.7	12.8	0.0	1,376.8	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	232.1	108.8	428.5	615.0	308.5	207.9	1,131.5
	Norte	225.5	303.4	8.7	776.8	25.3	381.5	238.1	644.8
	Sur	22.7	614.9	134.5	2,465.7	91.1	2.6	117.6	211.3
2009	Total	1,334.8	1,172.8	258.2	3,752.7	1,162.7	664.3	619.8	2,446.8
	Marina Noreste	1,047.7	34.1	0.0	460.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	280.3	101.0	397.3	944.7	308.6	207.7	1,460.9
	Norte	134.2	271.8	14.9	600.9	24.2	351.4	351.6	727.3
	Sur	32.0	586.6	142.3	2,294.2	193.8	4.3	47.1	245.2
2010	Total	1,668.2	1,035.2	352.0	3,878.4	1,242.4	569.5	495.3	2,307.2
	Marina Noreste	1,394.0	38.4	0.0	556.4	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	242.8	165.9	456.5	1,076.7	308.6	137.4	1,522.8
	Norte	131.9	190.7	16.0	570.7	36.4	256.6	319.2	612.2
	Sur	29.1	563.2	170.0	2,294.8	129.3	4.3	24.3	157.8
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

gas y condensado y la Región Norte el 20.1 por ciento en sus yacimientos de gas seco y húmedo.

3.3.2. Reservas probables

Al 1 de enero de 2011 las reservas probables son 15,013.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El cuadro 3.10 muestra la distribución regional y por tipo de fluido de esta reserva, la cual se conforma en 71.5 por ciento por aceite, 19.8 por ciento por el equivalente a líquido del gas seco, 8.3 por ciento son líquidos de planta y 0.4 por ciento es condensado. A nivel regional, la Región Norte aporta 60.3 por ciento, la Región Marina Noreste 20.5 por ciento, la Región Sur 7.8 por ciento y la Región Marina Suroeste 11.4 por ciento.

Las reservas probables de aceite al 1 de enero de 2011 son 10,736.4 millones de barriles y las reservas probables de gas natural ascienden a 20,905.4 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas probables de gas a entregar en planta son 18,627.2 miles de millones de pies cúbicos, de las cuales 71.5 por ciento se encuentran en la Región Norte. Las reservas probables de gas seco suman 15,497.7 miles de millones de pies cúbicos, correspondiendo a la Región Norte el 72.5 por ciento de estas reservas. La evolución histórica de reservas probables de aceite y gas natural del país se presenta en el cuadro 3.10.

De acuerdo a la clasificación de las reservas de aceite, las de aceite pesado aportan 48.8 por ciento del total nacional, mientras que las reservas de aceite ligero 36.2 por ciento y las reservas de aceite superligero

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	10,819.4	155.6	1,198.4	2,971.0	15,144.4	20,562.1	18,269.2	15,452.0
	Marina Noreste	3,085.0	98.6	37.9	68.6	3,290.2	784.7	447.3	357.0
	Marina Suroeste	911.9	40.9	115.3	336.6	1,404.7	2,214.3	2,036.8	1,750.5
	Norte	6,056.7	5.0	883.0	2,289.5	9,234.1	15,624.9	13,955.0	11,907.7
	Sur	765.8	11.0	162.3	276.2	1,215.3	1,938.2	1,830.0	1,436.7
2009	Total	10,375.8	81.6	1,174.6	2,884.9	14,516.9	20,110.5	17,890.4	15,004.4
	Marina Noreste	2,844.5	42.1	30.9	59.7	2,977.1	631.1	394.2	310.3
	Marina Suroeste	985.5	23.7	146.3	381.3	1,536.9	2,675.9	2,388.4	1,983.2
	Norte	5,845.0	4.6	838.4	2,174.6	8,862.6	14,901.3	13,302.2	11,310.0
	Sur	700.8	11.1	159.0	269.4	1,140.3	1,902.2	1,805.7	1,400.9
2010	Total	10,020.5	70.9	1,210.9	2,934.3	14,236.6	20,694.3	18,324.1	15,261.0
	Marina Noreste	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5	795.5	556.4	429.6
	Marina Suroeste	936.3	14.2	156.7	422.2	1,529.5	2,961.7	2,662.0	2,195.9
	Norte	6,077.6	5.8	873.6	2,193.3	9,150.2	15,232.9	13,484.6	11,407.0
	Sur	693.1	10.1	138.1	236.2	1,077.4	1,704.2	1,621.1	1,228.4
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

15.0 por ciento. La Región Marina Noreste concentra 55.3 por ciento del aceite pesado y la Región Norte 38.5 por ciento. Además ésta última contribuye con 79.9 y 55.7 por ciento del total de aceite ligero y superligero, respectivamente. En el cuadro 3.11 se muestra la clasificación por densidad de las reservas probables de aceite crudo.

La clasificación de las reservas probables de gas natural se muestra en el mismo cuadro 3.11. Así, al 1 de enero de 2011, las reservas probables de gas asociado representan 78.3 por ciento del total nacional y las reservas probables de gas no asociado el 21.7 por ciento. La Región Norte concentra 83.8 por ciento de las reservas probables de gas asociado. En relación a reservas probables de gas no asociado, 27.6 por

ciento se ubica en la Región Norte, proveniente principalmente de yacimientos de gas húmedo, y 59.5 por ciento de las reservas probables de gas no asociado se encuentran en la Región Marina Suroeste, principalmente en yacimientos de gas y condensado.

La figura 3.8 ilustra el comportamiento de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país y su comportamiento histórico respecto a los años 2008 a 2010. De esta forma, al 1 de enero de 2011 las reservas probables registraron un incremento de 776.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, 5.5 por ciento, con relación al año anterior. Las adiciones contribuyeron con 432.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, las revisiones de los campos ya existentes implicaron un incremental

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

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		G y C*	No asociado		Total
							Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2008	Total	5,730.8	3,948.5	1,140.1	16,457.6	1,239.2	1,701.5	1,163.8	4,104.5
	Marina Noreste	3,085.0	0.0	0.0	782.5	0.0	0.0	2.3	2.3
	Marina Suroeste	216.3	585.5	110.1	795.9	517.8	607.0	293.6	1,418.4
	Norte	2,299.5	3,020.0	737.2	13,869.8	36.4	1,084.3	634.3	1,755.1
	Sur	130.0	342.9	292.8	1,009.5	684.9	10.3	233.6	928.7
2009	Total	5,402.1	3,646.1	1,327.6	15,744.8	1,579.9	1,610.3	1,175.4	4,365.7
	Marina Noreste	2,807.7	36.8	0.0	628.8	0.0	0.0	2.3	2.3
	Marina Suroeste	216.3	567.1	202.1	903.8	871.9	606.9	293.2	1,772.1
	Norte	2,232.7	2,815.2	797.1	13,152.9	36.1	992.5	719.8	1,748.4
	Sur	145.3	227.0	328.5	1,059.2	671.9	10.9	160.2	842.9
2010	Total	4,711.6	3,794.5	1,514.4	16,352.6	1,791.6	1,518.0	1,032.0	4,341.7
	Marina Noreste	2,236.8	76.8	0.0	794.2	0.0	0.0	1.2	1.2
	Marina Suroeste	219.1	476.3	241.0	750.1	1,241.8	606.7	363.2	2,211.6
	Norte	2,117.6	2,984.3	975.6	13,781.1	24.2	899.3	528.3	1,451.8
	Sur	138.2	257.0	297.8	1,027.2	525.6	12.0	139.4	677.0
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

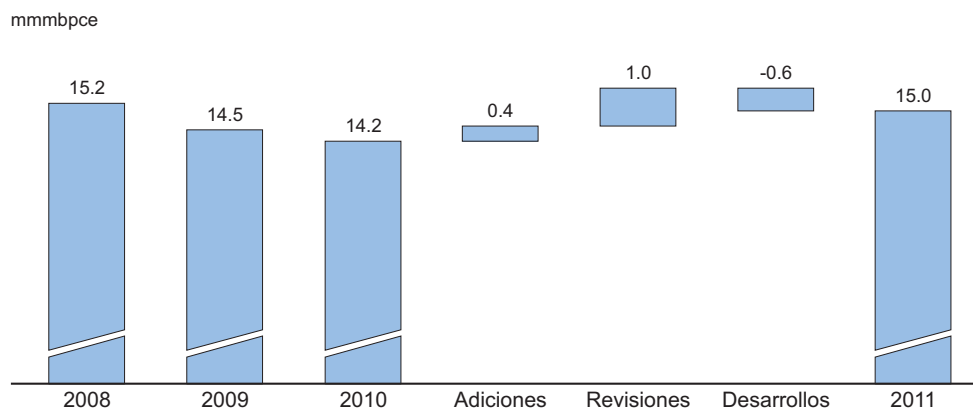


Figura 3.8 Comportamiento histórico de las reservas probables de petróleo crudo equivalente del país.

de 963.9 millones de barriles, y los desarrollos reportaron un decremento de 619.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por la reclasificación de reservas.

3.3.3. Reservas posibles

Las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país al 1 de enero de 2011, alcanzan 14,264.5

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 a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2008	Total	9,891.1	163.9	1,250.5	3,315.8	14,621.2	22,719.7	20,189.1	17,245.0
	Marina Noreste	2,799.0	110.3	44.8	88.7	3,042.9	962.4	568.2	461.4
	Marina Suroeste	1,020.9	45.2	130.4	528.6	1,725.1	3,267.6	3,086.5	2,749.2
	Norte	5,648.7	6.3	985.1	2,553.3	9,193.4	17,441.5	15,563.2	13,279.6
	Sur	422.4	2.0	90.2	145.1	659.8	1,048.2	971.2	754.8
2009	Total	10,149.8	101.7	1,233.8	3,252.6	14,737.9	22,614.3	20,016.9	16,916.3
	Marina Noreste	2,892.8	70.7	42.8	90.2	3,096.5	896.1	585.1	468.9
	Marina Suroeste	1,056.0	22.8	142.1	537.7	1,758.5	3,433.0	3,204.7	2,796.6
	Norte	5,729.2	6.5	974.3	2,499.9	9,209.9	17,383.0	15,389.9	13,001.8
	Sur	471.8	1.8	74.7	124.8	673.0	902.2	837.2	649.0
2010	Total	10,057.2	89.8	1,337.1	3,361.9	14,846.0	23,727.2	20,935.5	17,485.1
	Marina Noreste	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9	871.4	607.2	478.2
	Marina Suroeste	1,445.3	27.1	290.6	826.5	2,589.5	5,671.5	5,143.7	4,298.5
	Norte	5,392.0	7.4	926.2	2,314.2	8,639.8	16,223.9	14,296.1	12,036.2
	Sur	500.8	3.7	77.0	129.3	710.8	960.4	888.6	672.2
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

millones de barriles. En el cuadro 3.12 se presenta la distribución para cada una de las regiones y por tipo de fluido; en la Región Norte se concentra el 58.8 por ciento de estas reservas, la Región Marina Noreste el 19.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 18.3 por ciento y la Región Sur el 3.9 por ciento restante. En función del tipo de fluido las reservas a nivel nacional se constituyen de la manera siguiente 67.7 por ciento de aceite crudo, 22.9 por ciento de gas seco equivalente a líquido, 9.1 por ciento de líquidos de planta y 0.3 por ciento por condensado.

En lo correspondiente a las reservas de gas natural al 1 de enero de 2011, se contabilizan en 23,053.3 miles de millones de pies cúbicos, cuadro 3.12. Las reservas de gas a entregar en planta suman 20,354.8 miles de

millones de pies cúbicos, de los cuales la mayor parte se localiza en la Región Norte con un 68.3 por ciento; para el gas seco en esta misma categoría se tienen 16,977.8 miles de millones de pies cúbicos, siendo la Región Norte en donde se encuentra la mayor parte, con 68.9 por ciento.

Al 1 de enero de 2011, las reservas posibles de aceite crudo se estimaron en 9,662.4 millones de barriles, en el cuadro 3.13 se observa la clasificación de la reserva con base en la densidad, se aprecia que la mayor parte corresponde a aceite pesado con 45.5 por ciento, el 38.4 corresponde a aceite ligero, el 16.1 restante se asocia a aceite superligero; siguiendo esta misma clasificación, en la Región Marina Noreste se concentra el mayor porcentaje de aceite pesado con

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		
2008	Total	4,899.2	3,959.0	1,032.9	17,816.1	875.9	2,375.9	1,651.8	4,903.6
	Marina Noreste	2,799.0	0.0	0.0	920.4	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	402.7	437.5	180.7	982.2	330.5	1,095.1	859.8	2,285.4
	Norte	1,554.9	3,330.7	763.2	15,489.1	16.4	1,276.6	659.5	1,952.5
	Sur	142.6	190.8	89.1	424.5	529.0	4.3	90.4	623.7
2009	Total	5,052.7	4,064.4	1,032.6	17,492.1	1,136.9	2,201.0	1,784.4	5,122.2
	Marina Noreste	2,892.8	0.0	0.0	854.0	0.0	0.0	42.0	42.0
	Marina Suroeste	402.7	417.9	235.4	713.1	765.9	1,095.1	858.9	2,719.9
	Norte	1,601.9	3,456.7	670.6	15,448.7	16.4	1,101.5	816.4	1,934.3
	Sur	155.3	189.9	126.6	476.3	354.5	4.3	67.1	425.9
2010	Total	4,803.8	3,946.9	1,306.5	16,974.6	3,061.2	2,182.4	1,509.0	6,752.6
	Marina Noreste	2,713.5	5.5	0.0	829.3	0.0	0.0	42.1	42.1
	Marina Suroeste	407.7	535.2	502.4	894.4	2,710.9	1,208.0	858.3	4,777.1
	Norte	1,538.7	3,195.2	658.1	14,707.8	3.6	970.2	542.3	1,516.1
	Sur	143.8	211.0	146.0	543.1	346.7	4.3	66.3	417.3
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

* G y C: yacimientos de gas y condensado

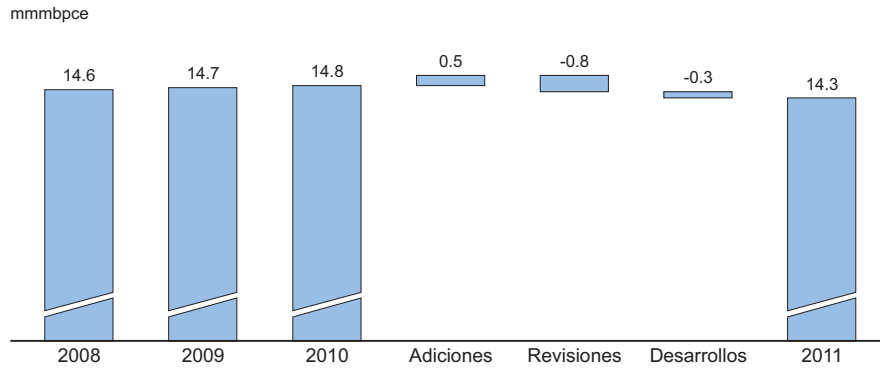


Figura 3.9 Comportamiento histórico de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país.

58.3 por ciento, en la Región Norte se encuentra el 84.3 por ciento de aceite ligero y 49.7 por ciento de las reservas de aceite superligero.

En lo respecta a la reserva de gas natural en función de su asociación con el aceite crudo a nivel yacimiento, el cuadro 3.13 muestra esa clasificación, para el 1 de enero de 2011, la reserva posible de gas asociado constituye el 69.9 por ciento, complementándose con el 30.1 por ciento atribuibles al gas no asociado. El volumen mayor de las reservas de gas asociado se encuentra en la Región Norte con el 87.8 por ciento de ellas, en lo que atañe a las reservas de gas no asociado en la Región Marina Suroeste se tiene el 72.6 por ciento del total, localizado en yacimientos de gas y condensado, en la Región Norte se ubica el 22.7 por ciento, el cual proviene principalmente

de yacimientos de gas húmedo, la Región Sur con yacimientos de gas y condensado soportan el 4.1 por ciento de la reserva, finalmente en la Región Marina Noreste se determina el 0.6 por ciento restante.

El comportamiento de las reservas posibles de petróleo crudo equivalente en el país para los últimos tres años se observa en la figura 3.9. Se observa que para el 1 de enero de 2011 se tiene una disminución de 581.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al comparar con el dato del año anterior, esta variación equivale al 3.9 por ciento con relación al 2010. En el rubro de adiciones la incorporación fue de 467.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, mientras que para desarrollos y revisiones las reservas presentaron disminuciones en 289.4 y 759.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.